



TUGAS AKHIR - TI 141501

**PERANCANGAN MEKANISME TARIF LISTRIK UNTUK MITIGASI  
RISIKO KETIDAKPASTIAN POLA OPERASIONAL YANG BERDAMPAK  
PADA PROFITABILITAS PERUSAHAAN  
(STUDI KASUS: PEMBANGKIT LISTRIK PT X)**

SANDI WIDYATAMA

NRP 02411440000076

Pembimbing

Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA

NIP. 198203122005011002

DEPARTEMEN TEKNIK INDUSTRI

Fakultas Teknologi Industri

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2018





FINAL PROJECT - TI 141501

**DESIGNING ELECTRIC TARIFF MECHANISM TO MITIGATE  
UNCERTAIN RISK ON OPERATIONAL PATTERN THAT  
AFFECT COMPANY PROFITABILITY  
(CASE STUDI: POWER PLANT X)**

SANDI WIDYATAMA

NRP 02411440000076

Supervisor

Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA

NIP. 198203122005011002

INDUSTRIAL ENGINEERING DEPARTMENT  
Faculty of Industrial Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018





**LEMBAR PENGESAHAN**

**PERANCANGAN MEKANISME TARIF  
LISTRIK UNTUK MITIGASI RISIKO KETIDAKPASTIAN  
POLA OPERASIONAL YANG BERDAMPAK PADA  
PROFITABILITAS PERUSAHAAN**

**(STUDI KASUS: PEMBANGKIT LISTRIK PT X)**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Program Studi S-1 Departemen Teknik Industri

Fakultas Teknologi Industri

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

Oleh:

**SANDI WIDYATAMA**

**NRP 02411440000076**

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir



**Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA**

**NIP. 198203122005011002**

**SURABAYA, JULI 2018**







**PERANCANGAN MEKANISME TARIF LISTRIK UNTUK  
MITIGASI RISIKO KETIDAKPASTIAN POLA  
OPERASIONAL YANG BERDAMPAK PADA  
`PROFITABILITAS PERUSAHAAN  
(STUDI KASUS: PEMBANGKIT LISTRIK PT X)**

Nama Mahasiswa : Sandi Widyatama  
NRP : 02411440000076  
Pembimbing : Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA

**ABSTRAK**

Tenaga listrik mempunyai peran yang sangat penting dan strategis dalam mewujudkan tujuan pembangunan nasional. Tenaga listrik menopang kebutuhan rumah tangga, bisnis, industri dan juga kepentingan umum. Dengan semakin meningkatnya kebutuhan tenaga listrik saat ini, melalui UU 30/2009 pemerintah memperbolehkan pihak swasta, koperasi atau swadaya masyarakat mendirikan unit pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listriknya sendiri atau kebutuhan listrik umum namun mengajukan usulan tarif jual tenaga listrik dan memiliki perijinan usaha penyediaan tenaga listrik (IUPTL). PT X memiliki unit pembangkit dan akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik untuk sebuah daerah sehingga penentuan tarif jual tenaga listrik menjadi hal penting. PT X dapat menerapkan struktur tarif dengan mempertimbangkan biaya investasi, biaya operasional dan biaya bahan bakar atau bisa disebut skema tarif A-B-C-D-E dan menghasilkan tarif listrik sebesar RP 1.452 / kWh. Analisis finansial menghasilkan indikator kelayakan finansial IRR sebesar 12% dan NPV 49,7 miliar rupiah. Namun skema tarif tersebut memiliki risiko mengalami kerugian yang diakibatkan oleh beberapa faktor ketidakpastian seperti Indeks Harga konsumen, kurs mata uang, harga bahan bakar, konsumsi tenaga listrik serta derating dari unit pembangkit. Faktor-faktor tersebut akan digambarkan pola distribusinya dan akan dilakukan simulasi monte carlo untuk mengevaluasi tarif dengan risiko yang mungkin terjadi. Kemudian diperlukan mitigasi risiko dari faktor tersebut dengan menerapkan *baseline* tarif listrik sebesar RP 1.473 / kWh untuk memitigasi risiko faktor ketidakpastian yang ada.

**Kata Kunci:** Kelayakan finansial, mitigasi risiko, skema tarif, Simulasi Monte carlo





# **DESIGNING ELECTRIC TARIFF MECHANISM TO MITIGATE UNCERTAIN RISK ON OPERATIONAL PATTERN THAT AFFECT COMPANY PROFITABILITY (CASE STUDI: POWER PLANT X)**

Student Name : Sandi Widyatama  
ID Number : 02411440000076  
Supervisor : Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA

## **ABSTRACT**

Electrical power has a very important and strategic role in realizing the goals of national development. Electric power supports household, business, industry and public needs. With the increasing demand for electricity today, through the UU 30/2009, the government allows private cooperatives or individual to set up power plant to meet their own electricity needs or general electricity needs but to propose electricity sales tariffs and have a business license for electricity supply (IUPTL). PT X has a power plant and will fulfill electric power needs for a region so the determination of electricity tariff is important. PT X can apply the tariff structure by considering investment cost, operational cost and fuel cost or it can be called the A-B-C-D-E tariff scheme and generate electricity tariff of RP 1,452 / kWh.. Financial analysis yields financial feasibility indicator of IRR 12% and NPV 49.7 billion rupiah. However, the tariff scheme has the risk of losses caused by some uncertainty factors such as consumer price index, currency exchange rate, fuel price, electricity consumption and derating from power plant. These factors will be illustrated by the distribution pattern and a monte carlo simulation will be conducted to evaluate tariffs with possible risks. Risk mitigation of these factors is applying the baseline tariff of RP 1.73 / kWh to mitigate the risks of changes in IHK, currency exchange rates and gas prices and accept the risk of uncertainty of electricity consumption and derating power plant.

**Keywords:** *financial feasibility, monte carlo simulation, risk mitigation, tariff scheme*



## KATA PENGANTAR

Puji syukur Alhamdulillah kehadiran Allah SWT senantiasa penulis panjatkan karena berkat rahmat dan hidayah-Nya, penulis mampu menyelesaikan Laporan Tugas Akhir “Perancangan Tarif dan Mekanisme untuk Mitigasi Risiko Ketidakpastian Pola Operasional yang Berdampak pada Profitabilitas Perusahaan (Studi Kasus: Pembangkit Listrik PT X)” dengan tepat waktu sebagai syarat untuk menyelesaikan studi Strata-1 di Departemen Teknik Industri Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam menulis Laporan Tugas Akhir ini tentunya penulis tidak terlepas dari bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Maka dari itu, penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada pihak-pihak yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini, baik secara langsung maupun tidak langsung. Terima kasih penulis ucapkan kepada:

1. Bapak Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA selaku dosen pembimbing yang senantiasa memberikan nasihat dan arahan selama pengerjaan Tugas Akhir.
2. Bapak Stefanus Eko Wiratno, S.T., M.T. dan Ibu Effi Latiffianti S.T., M.T. selaku dosen penguji seminar proposal yang telah memberikan saran dan perbaikan untuk penelitian ini.
3. Bapak Prof. Budi Santosa, Ph.D. dan Ibu Diesta Iva Maftuhah, S.T., M.T. selaku dosen penguji sidang Tugas Akhir yang telah memberikan saran dan perbaikan dalam penyelesaian Tugas Akhir.
4. Bapak Nurhadi Siswanto, S.T., MSIE., Ph.D. selaku Kepala Departemen Teknik Industri Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
5. keluarga penulis yang senantiasa mendoakan dan memberikan dukungan dalam menyelesaikan pengerjaan laporan Tugas Akhir.
6. Teman-teman angkatan Gardapati, Asisten Laboratorium *Quantitative Modeling and Industrial Policy Analysis*, dan teman-teman penulis lainnya yang telah membantu penulis selama perkuliahan dan pengerjaan Tugas Akhir.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan Tugas Akhir ini terdapat kekurangan. Oleh karena itu, penulis memohon maaf atas kesalahan dan kekurangan yang ada. Semoga laporan tugas akhir ini dapat memberikan manfaat bagi semua pihak.

Surabaya, Juli 2018

Penulis

## DAFTAR ISI

ABSTRAK .....	i
ABSTRACT .....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR TABEL .....	xi
DAFTAR GAMBAR .....	xiv
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah .....	4
1.3 Tujuan .....	4
1.4 Manfaat .....	5
1.5 Ruang Lingkup Penelitian .....	5
1.5.1 Batasan .....	5
1.5.2 Asumsi .....	5
1.6 Sistematika Penulisan .....	6
BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....	9
2.1 Sistem Tenaga Listrik .....	9
2.2 Regulasi Pemerintahan .....	10
2.3 Komponen Biaya Harga Jual Listrik .....	13
2.4 Faktor yang Mempengaruhi Pertumbuhan Tarif Listrik .....	15
2.5 Kriteria Kelayakan Finansial Proyek .....	17
2.4.1 Periode Pengembalian (Payback Period) .....	17
2.4.2 Net Present Value (NPV) .....	18
2.4.3 Internal Rate of Return (IRR) .....	18
2.6 Inflasi .....	19



2.7	Simulasi Monte Carlo .....	20
2.8	Risiko .....	21
BAB III EVALUASI STRUKTUR BIAYA DAN RISIKO .....		23
3.1	Gambaran Umum Objek Pengamatan .....	24
3.2	Pengumpulan Data .....	25
3.2.1	Resume Investasi Unit Pembangkit .....	25
3.2.2	Rincian Biaya Operasional Unit Pembangkit .....	27
3.3	Analisa Struktur Biaya A-B-C-D-E .....	28
3.3.1	Perhitungan Tarif Jual Tenaga Listrik .....	28
3.3.2	Struktur Tarif Dasar Listrik dan .....	31
3.3.3	Analisis Finansial Unit Pembangkit .....	40
BAB IV ALTERNATIF USULAN TARIF .....		51
4.1	Usulan Tarif Sesuai dengan Perhitungan A-B-C-D-E .....	55
4.2	Skema Tarif Semakin Murah Seiring Meningkatnya Konsumsi Listrik .....	56
4.3	Skema Tarif <i>Risk Sharing</i> .....	59
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....		62
5.1	Kesimpulan .....	62
5.2	Saran .....	63
DAFTAR PUSTAKA .....		64
Lampiran .....		66
Lampiran 1: Data Historis dan Peramalan Inflasi .....		66
Lampiran 2: Peramalan Kurs Mata Uang (Rp) .....		70
Lampiran 3: Data Historis dan Peramalan ICP (\$ / Barrel) .....		72
Lampiran 4: Eskalasi kenaikan Tarif .....		74
Lampiran 5: Depresiasi dan Amortisasi (Rp,Juta) .....		76
Lampiran 6: Pendapatan Operasional Unit Pembangkit .....		78

Lampiran 7: Pengeluaran Operasional Unit (Rp,Juta) .....	80
Lampiran 8: Laba Rugi .....	83
Lampiran 9: Arus Kas (Rp,Juta) .....	86
Lampiran 10: Neraca.....	92
Lampiran 11: Free Cash Flow .....	95



## DAFTAR TABEL

Tabel 1. 1 Tabel Skema Tarif PLTU Kariangau .....	3
Tabel 3. 1 Spesifikasi Unit Pembangkit .....	24
Tabel 3. 2 Rincian Biaya Investasi Unit Pembangkit .....	25
Tabel 3. 3 Rincian fixed operation and maintenance cost .....	27
Tabel 3. 4 Rincian variable operation and maintenance cost.....	28
Tabel 3. 5 Struktur Tarif Dasar Listrik.....	32
Tabel 3. 6 Tabel Kenaikan Inflasi 20 Tahun Kedepan.....	33
Tabel 3. 7 Tabel Kenaikan Kurs Mata Uang 20 Tahun Kedepan .....	35
Tabel 3. 8 Tabel Kenaikan ICP dan Harga Gas Bahan Bakar .....	37
Tabel 3. 9 Komponen Biaya Tarif dan Faktor Yang Mempengaruhi .....	<b>Error!</b>
<b>Bookmark not defined.</b>	
Tabel 3. 10 Proporsi Tarif Listrik Keseluruhan .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Tabel 3. 11 Proporsi Project Cost .....	40
Tabel 3. 12 Proporsi Project Cost + Provisi & IDC .....	40
Tabel 3. 13 Depresiasi dan Amortisasi (IDR,Juta) .....	41
Tabel 3. 14 Penjualan Tenaga Listrik .....	42
Tabel 3. 15 Pengeluaran Operasional Unit Pembangkit (IDR,Juta) .....	43
Tabel 3. 16 Laporan Laba Rugi (IDR,Juta).....	44
Tabel 3. 17 Contoh Laporan Arus Kas (Rp,Juta).....	45
Tabel 3. 18 Contoh Laporan Neraca (Rp,Juta) .....	47
Tabel 3. 19 Contoh Laporan Free Cash Flow (Rp,Juta) .....	48
Tabel 3. 20 Indikator Kelayakan Finansial .....	49
Tabel 4. 1 Distribusi Konsumsi Listrik.....	51
Tabel 4. 2 Distribusi Kurs Mata Uang .....	52
Tabel 4. 3 Distribusi Perubahan Harga Gas .....	53
Tabel 4. 4 Ketidakpastian Derating Unit Pembangkit .....	55
Tabel 4. 5 Skema Tarif Listrik Dibagi Berdasarkan Penjualan Tenaga Listrik ....	57
Tabel 4. 6 Sensitivitas Tarif Listrik Terhadap Probabilitas NPV .....	60







## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Sistem Tenaga Listrik .....	9
Gambar 2. 2 Skema Bisnis Pembangkit Listrik Tenaga Gas.....	10
Gambar 3. 1 Flowchart Metodologi Penelitian .....	23
Gambar 3. 1 Perubahan Kurs Mata Uang Tiap Bulan.....	34
Gambar 3. 2 Perubahan Kurs Mata Uang Setiap Hari.....	34
Gambar 3. 3 Perubahan Nilai ICP .....	36
Gambar 4. 1 Hasil Simulasi Skema Tarif A-B-C-D-E .....	56
Gambar 4. 2 Hasil Simulasi Skema Tarif Meniru PLTU Kariangau.....	58





# **BAB 1**

## **PENDAHULUAN**

Pada bab pendahuluan ini dijelaskan mengenai latar belakang dilaksanakannya penelitian, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, ruang lingkup penelitian yang berupa batasan dan asumsi, sistematika penulisan dari penelitian.

### **1.1 Latar Belakang**

Tenaga listrik mempunyai peran yang sangat penting dan strategis dalam mewujudkan tujuan pembangunan nasional. Oleh karena itu penyediaan tenaga listrik dikuasai dan diatur oleh negara. Menurut Undang Undang No. 30 tahun 2009 pasal 9, usaha penyediaan tenaga listrik terdiri dari 2 jenis, yaitu usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan sendiri dan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum.

Usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan sendiri terdiri dari pembangkitan tenaga listrik, pembangkitan tenaga listrik dan distribusi tenaga listrik, serta pembangkitan tenaga listrik, transmisi tenaga listrik, dan distribusi tenaga listrik secara bersama sesuai dengan UU 30/2009 pasal 12. Setiap badan usaha swasta, koperasi atau swadaya masyarakat dapat mendirikan unit pembangkit dan penyaluran tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan listriknya sendiri atau bisa disebut *captive power* (PT PricewaterhouseCoopers Indonesia, 2016). *Captive power* memiliki kelebihan yaitu tidak tergantung dengan pihak lain dalam penyediaan tenaga listrik. Salah satu contoh perusahaan yang memiliki unit pembangkit sendiri adalah PT Kaltim Prima Coal (KPC) dengan kapasitas 30 MW.

Usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum menurut UU 30/2009 pasal 10 terdiri dari usaha pembangkitan tenaga listrik, transmisi tenaga listrik, distribusi tenaga listrik, dan penjualan tenaga listrik. Usaha penyediaan tenaga listrik dapat dilakukan oleh badan usaha milik negara, badan usaha milik daerah badan usaha swasta, koperasi, dan swadaya masyarakat. Menurut UU no 30 tahun 2009, usaha ketenagalistrik di Indonesia menganut skema *unbundling system*, sehingga tiap jenis



usaha penyediaan tenaga listrik yaitu pembangkit tenaga listrik, transmisi tenaga listrik, distribusi tenaga listrik, penjualan tenaga listrik, ataupun secara terintegrasi, dapat dilaksanakan oleh satu badan usaha di wilayah usaha sendiri, namun pengecualian PT PLN dikarenakan merupakan salah satu Badan Usaha Milik Negara (BUMN) sesuai dengan UU 19/2003. Suatu badan usaha yang memiliki wilayah usaha sendiri bebas menentukan jenis usaha penyediaan tenaga listrik yang ingin mereka jalankan di wilayah usahanya.

Saat ini PLN sebagai BUMN yang bergerak dalam pembangkitan tenaga listrik memiliki jaringan transmisi, distribusi, dan penjualan tenaga listrik terbesar di Indonesia. Sedangkan untuk usaha pembangkitan tenaga listrik diserahkan kepada anak perusahaan PT PLN yaitu PT PJB dan Indonesia Power. Sesuai dengan UU no 30 tahun 2009 pasal 19 dan 20, untuk dapat menjual tenaga listriknya di suatu wilayah, suatu badan usaha harus mendapatkan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL) dari Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dengan syarat memiliki wilayah usaha sendiri dan dalam satu wilayah usaha hanya boleh terdapat satu IUPTL. Jika sebuah badan usaha ingin beroperasi di wilayah usaha PT PLN, maka perusahaan tersebut harus terintegrasi dengan PT PLN dan tidak diperbolehkan menjual sendiri. Penentuan harga jual tenaga listrik kepada PLN menggunakan *cost structure* yang mempertimbangkan biaya modal investasi (Komponen A), biaya tetap operasional dan pemeliharaan (Komponen B), biaya bahan bakar (Komponen C), biaya variabel operasional dan pemeliharaan (Komponen D) serta biaya transmisi (Komponen E) (Maksum & Rivai, 2015) dan akan menghasilkan skema tarif jual tenaga listrik dari usaha pembangkit. Besarnya harga jual dan kapasitas penjualan diatur dengan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik antara unit pembangkit dengan PT PLN. Skema tarif tersebut termasuk skema tarif *flat* karena biaya per kWh-nya akan selalu sama berapapun volume yang dijual.

Badan usaha penyediaan tenaga listrik yang memiliki wilayah usaha sendiri dapat menjual langsung tenaga listrik kepada konsumen dengan syarat mengajukan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL) kepada Menteri, Gubernur, atau

Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangan wilayah usaha yang diajukan terlebih dahulu. Kemudian, sesuai dengan pasal 34 UU no. 30 tahun 2009, badan usaha tersebut menentukan tarif tenaga listrik dan mengajukan kepada pemerintah sesuai dengan kewenangannya dengan persetujuan Dewan Perwakilan Rakyat Republik Indonesia.

Salah satu badan usaha yang menjual tenaga listrik langsung kepada masyarakat adalah PLN Batam. PLN Batam memiliki wilayah usaha meliputi Batam, Rempang dan Galang. Saat ini PLN Batam memiliki total pembangkit sebanyak 71 pembangkit dengan daya terpasang 379.930 kW. PLN Batam menentukan sendiri skema tarif tenaga listrik mereka yang telah ditetapkan dan disetujui melalui Peraturan Gubernur No.21 tahun 2017 tentang Tarif dibagi menjadi 2, saat beban puncak biaya listriknya sebesar Rp 1.105/kWh namun saat diluar waktu beban puncak biayanya menjadi Rp 1.004/kWh (B'right PLN Batam, 2017).

PLTU Kariangau juga merupakan contoh lain dari usaha pembangkitan tenaga listrik yang menjual langsung kepada konsumen, PLTU Kariangau memenuhi kebutuhan listrik dan memiliki wilayah usaha Kawasan Peruntukan Industri Kariangau Balikpapan dan sekitarnya. PLTU Kariangau memiliki wilayah usaha sendiri dan memilih tidak terintegrasi dan terpisah dengan PLN sehingga PLTU Kariangau memiliki Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL) sendiri. PLTU Kariangau menerapkan skema biaya seperti berikut.

Tabel 1. 1 Tabel Skema Tarif PLTU Kariangau

	Faktor Utilisasi (%)					
	< 57,5	57,5-60	60-65	65-70	75-75	75-80
<b>Rp/kWh</b>	1.630	1.520	1.442	1.339	1.249	1.171

Sumber: Peraturan Gubernur Kalimantan Timur No. 24 Tahun 2017

Salah satu usaha tenaga listrik PT X telah membangun unit pembangkit dengan kapasitas 3 x 7,65 MW dengan 1 unit menjadi unit cadangan (*reverse margin*) untuk memenuhi kebutuhan listrik sebuah kawasan industri di Gresik yang dibuka dengan memanfaatkan lahan kosong sehingga belum termasuk wilayah usaha

penyediaan tenaga listrik. Sesuai dengan peraturan yang ada, PT X harus membuat izin usaha penyediaan tenaga listrik (IUPTL) agar dapat beroperasi diwilayah tersebut kemudian menentukan dan mengajukan skema harga penjualan listrik kepada gubernur provinsi dan mendapat persetujuan dari Dewan Perwakilan Rakyat Republik Indonesia. PT X memiliki opsi penentuan tarif listrik menggunakan skema tarif yang terdiri dari biaya investasi, biaya operasional dan biaya bahan bakar yang umum digunakan oleh pembangkit listrik untuk menjual listriknya ke PLN atau mengembangkan skema tarif sendiri seperti PLN Batam dengan mempertimbangkan waktu beban puncak dalam menentukan biayanya atau meniru PLTU Kariangau dengan skema biaya menurun seiring dengan utilitas dari unit pembangkit. Setiap skema biaya memiliki karakteristik masing masing sehingga PT X harus menentukan skema biaya yang sesuai dengan kondisi bahwa PT X menjual langsung tenaga listrik kepada konsumen dengan kebutuhan beban tenaga listrik belum stabil serta harus mengajukan skema tarif tersebut kepada pemerintah yang berwenang agar mendapat persetujuan pemerintah.

## **1.2 Perumusan Masalah**

Permasalahan yang diangkat dalam penelitian ini adalah bagaimana menentukan kebijakan tarif dan mekanismen penyesuaian tarif listrik untuk *Captive Power* dengan mempertimbangkan risiko-risiko sebagai penyedia tenaga listrik yang menjual listrik langsung ke pengguna di sebuah wilayah usaha dengan tetap terikat dengan regulasi yang berlaku.

## **1.3 Tujuan**

Tujuan dari penelitian ini antara lain:

1. Melakukan estimasi struktur biaya pembangkitan listrik oleh pembangkit listrik PT X dengan struktur biaya: *Capital Cost Recovery* unit pembangkit (Biaya A), biaya operasional dan pemeliharaan (Biaya B dan

D), biaya bahan bakar (Biaya C), dan biaya transmisi tenaga listrik (Biaya E).

2. Mengidentifikasi bentuk-bentuk risiko dan ketidakpastian yang harus diantisipasi untuk diperhitungkan sebagai dasar penentuan tarif dan .
3. Menyusun alternatif-alternatif tarif dan dengan mempertimbangkan risiko yang terjadi berdasarkan beberapa perbandingan “*best practice*” skema tarif yang umum berlaku di bisnis pembangkit yang menjual langsung ke pengguna di sebuah wilayah usaha (Captive Power)

#### **1.4 Manfaat**

Manfaat yang didapat dari penelitian ini adalah dapat memberikan rekomendasi harga jual tenaga listrik yang dapat mengakomodasi ketidakpastian serta dapat menarik minat konsumen serta mendapat izin pemerintah.

#### **1.5 Ruang Lingkup Penelitian**

Ruang lingkup yang digunakan dalam penelitian ini berisi batasan dan asumsi yang digunakan dalam penelitian ini

##### *1.5.1 Batasan*

Batasan yang digunakan dalam penelitian ini antara lain

1. Periode waktu evaluasi kelayakan adalah selama 20 tahun
2. Target *IRR on Project* sebagai acuan pendefinisian kelayakan struktur biaya pembangkitan adalah 12%
3. *Lossess* tenaga listrik pada saat transmisi sebesar 0%

##### *1.5.2 Asumsi*

Asumsi yang digunakan dalam penelitian ini adalah

1. Kurs dollar yang digunakan adalah Rp 13.500/USD
2. Asumsi suku bunga yang digunakan 9,75%

3. *Availability factor* dari unit pembangkit sebesar 90%

## **1.6 Sistematika Penulisan**

Di dalam sistematika penulisan ini dijelaskan mengenai kerangka penulisan laporan penelitian yang akan dilakukan.

### **BAB 1 PENDAHULUAN**

Bab 1 dalam laporan penelitian Tugas Akhir menjelaskan mengenai latar belakang penelitian, rumusan masalah yang akan diselesaikan, tujuan dan manfaat dari penelitian, batasan dan asumsi yang digunakan dalam penelitian, serta sistematika penulisan yang digunakan dalam menyusun laporan

### **BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA**

Bab 2 terdiri dari teori-teori yang digunakan sebagai landasan dalam melakukan penelitian. Sumber yang digunakan untuk tinjauan pustaka antara lain peraturan pemerintah, buku, jurnal-jurnal, dan penelitian-penelitian sebelumnya yang sesuai dengan permasalahan yang diangkat

### **BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN**

Bab 3 terdiri dari langkah-langkah yang dilakukan dalam penelitian serta metode dan pendekatan yang digunakan agar penelitian dapat dilakukan dengan sistematis.

### **BAB 4 EVALUASI STRUKTUR BIAYA PEMBANGKITAN LISTRIK DAN RISIKO-RISIKO YANG DAPAT BERPENGARUH TERHADAPA BIAYA PEMBANGKITAN**

Bab ini berisi perhitungan tarif jual tenaga listrik berdasarkan struktur biaya investasi, biaya operasional dan biaya bahan bakar yang digunakan unit pembangkit yang terintegrasi dengan PT PLN. Kemudian dilakukan identifikasi

faktor-faktor ketidakpastian yang dapat mengganggu finansial dari unit pembangkit dan dirancang formulasi . Tarif listrik yang telah ditentukan kemudian akan dijadikan sebagai input dalam pembuatan model keuangan yang digunakan dalam analisis kelayakan finansial dan operasional dari unit pembangkit.

## **BAB 5 ALTERNATIF USULAN TARIF**

Pada bab ini akan dirancang distribusi ketidakpastian dari masing-masing faktor ketidakpastian dan akan diakomodasi dalam model keuangan stokastik untuk menguji skema tarif yang diusulkan. Selain itu masing-masing usulan tarif akan dibandingkan skema mitigasi risiko terhadap faktor ketidakpastian yang mungkin muncul.

## **BAB 6 KESIMPULAN DAN SARAN**

Bab ini berisi mengenai kesimpulan yang didapatkan dari penelitian ini serta saran yang diberikan untuk penelitian selanjutnya.

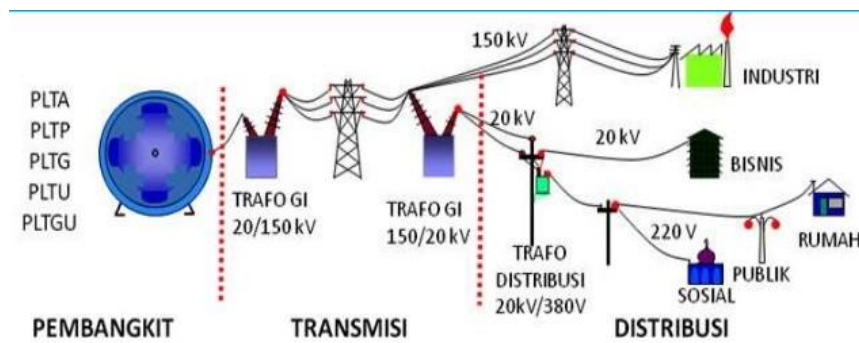
*(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)*

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik merupakan sistem yang besar dan kompleks dalam usaha penyediaan tenaga listrik dari proses pembangkitan tenaga listrik hingga tenaga listrik dapat dirasakan oleh konsumen. Secara garis besar sistem tenaga listrik terbagi menjadi 3 bagian yaitu pembangkitan, transmisi, dan distribusi yang terhubung pada beban tenaga listrik. Sistem tenaga listrik secara sederhana dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 2. 1 Sistem Tenaga Listrik

Pembangkit tenaga listrik merupakan proses konversi energi panas atau kinetic menjadi energi listrik kemudian menyalurkannya kepada konsumen. Terdapat beberapa jenis pemabangkit jika dibedakan menurut sumber energi yang digunakan antara lain PLTU, PLTG, PLTGU, PLTD, PLTP, dan PLTA. Secara umum pembangkit memiliki komponen yang sama yaitu generator penghasil listrik yang digerakan oleh turbin, namun energi penggerak dari turbin yang berbeda beda. Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) memanfaatkan hasil pembakaran gas untuk menggerakkan turbin generator, skema proses PLTG dapat dilihat pada gambar berikut.





Gambar 2. 2 Skema Bisnis Pembangkit Listrik Tenaga Gas

Setelah proses pembangkitan tenaga listrik, listrik akan ditransmisikan dari unit pembangkit menuju sistem distribusi dan ke konsumen. Proses transmisi menggunakan media dengan tegangan tinggi untuk mengurangi jumlah tenaga listrik yang hilang saat proses transmisi, kemudian listrik akan didistribusikan kepada konsumen dengan jaringan tegangan lebih rendah.

## 2.2 Regulasi Pemerintahan

Pemerintah melalui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia memiliki kewajiban untuk mengatur ketenagalistrikan di Indonesia melalui peraturan-peraturan berikut.

### 2.2.1. Undang Undang Republik Indonesia Nomor 30 Tahun 2009

UU 30/2009 mengatur terkait penyediaan tenaga listrik oleh negara yang penyelenggaraannya dilakukan oleh Pemerintah dan pemerintah daerah melalui badan usaha milik negara dan badan usaha milik daerah. Badan usaha swasta, koperasi dan swadaya masyarakat masih dapat berpartisipasi dalam usaha penyediaan tenaga listrik dengan memenuhi beberapa persyaratan.

Secara umum usaha penyediaan tenaga listrik terdiri atas 2 jenis yaitu usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dan penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan sendiri. Usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dilakukn secara terintegrasi dan meliputi jenis usaha berikut:

- a. Pembangkitan tenaga listrik
- b. Transmisi tenaga listrik
- c. Distribusi tenaga listrik
- d. Penjualan tenaga listrik

Sedangkan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan sendiri meliputi:

- a. Pembangkitan tenaga listrik
- b. Pembangkitan tenaga listrik dan distribusi tenaga listrik
- c. Pembangkitan tenaga listrik, transmisi tenaga listrik, dan distribusi tenaga listrik

Usaha penyediaan tenaga listrik wajib memiliki izin usaha penyediaan tenaga listrik dan izin operasi yang dikeluarkan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. Izin inilah yang wajib dimiliki oleh setiap unit pembangkit agar dapat beroperasi. Unit pembangkit yang telah mendapatkan IUPTL harus mengajukan usulan tarif kepada gubernur dan mendapat persetujuan dari gubernur dan Dewan Perwakilan Rakyat Republik Indonesia. Penentuan tarif tenaga listrik memiliki kriteria-kriteria yang telah diatur dalam pasal 41 ayat (2) sebagai berikut

- a. Keseimbangan kepentingan nasional, daerah, konsumen dan pelaku usaha penyediaan tenaga listrik
- b. Kepentingan dan kemampuan masyarakat
- c. Kaidah industri dan niaga yang sehat
- d. Biaya pokok penyediaan tenaga listrik
- e. Efisiensi perusahaan
- f. Skala perusahaan dan interkoneksi sistem
- g. Tersedianya sumber dana untuk investasi

### 2.2.2. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 28 tahun 2012

Permen ESDM 28/2012 mengatur terkait tata cara permohonan wilayah usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum. Badan usaha yang akan mendirikan usaha penyediaan tenaga listrik wajib untuk menentukan dan mengurus perijinan penetapan wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang akan disetujui oleh Menteri ESDM. Kriteria dari wilayah usaha yang diajukan antara lain.

- a. Wilayah usaha tersebut belum terjangkau oleh pemegang wilayah usaha yang ada.
- b. Pemegang wilayah usaha yang sudah ada tidak mampu menyediakan tenaga listrik atau jaringan distribusi tenaga listrik dengan tingkat mutu, dan keandalan yang baik.
- c. Pemegang wilayah usaha yang sudah ada mengembalikan sebagian atau seluruh wilayah usahanya kepada menteri.

### 2.2.3. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 35 tahun 2013

Permen ESDM 35/2013 mengatur terkait tata cara perizinan usaha ketenagalistrikan (IUPTL). Izin usaha penyediaan tenaga listrik diberikan sesuai dengan jenis usaha dan wilayah usaha. Suatu badan usaha wajib mengurus IUPTL jika mendirikan usaha tenaga listrik di wilayah yang baru. Persyaratan teknis dalam pengurusan perijinan IUPTL antara lain:

- a. Studi kelayakan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
- b. Lokasi instalasi kecuali untuk Usaha Penjualan Tenaga Listrik
- c. Izin lokasi dari instansi yang berwenang kecuali untuk usaha penjualan tenaga listrik
- d. Diagram satu garis
- e. Jenis dan kapasitas usaha yang akan dilakukan
- f. Jadwal pembangunan
- g. Jadwal pengoperasian
- h. Persetujuan harga jual tenaga listrik atau sewa jaringan

Jangka waktu berlakunya IUPTL hampir sama dengan perjanjian jual beli tenaga listrik yaitu paling lama tiga puluh tahun dan dapat diperpanjang.

## 2.3 Komponen Biaya Harga Jual Listrik

Dalam menentukan harga jual listrik dari pembangkit, terdapat beberapa komponen harga yang digunakan. Menurut Maksum dan Rivai, 2015, harga jual listrik oleh pembangkit listrik dipengaruhi oleh komponen biaya sebagai berikut

### 2.3.1 Biaya Modal (Komponen A)

Biaya modal merupakan total biaya keseluruhan yang dikeluarkan untuk investasi pembangunan unit pembangkit mulai dari proses perencanaan hingga proses konstruksi pembangkit tersebut selesai. Biaya modal bervariasi untuk setiap pembangkit sesuai dengan kebutuhan sebuah pembangkit namun umumnya terdiri atas biaya konstruksi mulai dari material dan pekerja, biaya pembelian turbin, boiler, generator dan mesin-mesin pendukung dalam proses pembangkitan listrik. Biaya komponen A dapat dihitung menggunakan persamaan:

$$\text{Komponen A} = \frac{\text{Capital Cost} \times \text{CRF}}{\text{Kapasitas} \times 8760 \times \text{CF}} \quad (2.1)$$

$$\text{CRF} = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.2)$$

Keterangan:

- CC (*Capital Cost*) yang merupakan biaya investasi pembangunan
- CRF (*Capital Recovery Factor*) merupakan faktor pengembalian investasi.
- $i$  = *interest rate*
- $n$  = masa manfaat
- CF = Kapasitas total pembangkit

### 2.3.2 Biaya Tetap Operasi dan Pemeliharaan (Komponen B)

Biaya tetap operasi dan pemeliharaan (O&M) merupakan semua biaya untuk operasi dan pemeliharaan pembangkit yang tidak bergantung dengan output listrik yang dihasilkan, berapa pun jumlah listrik yang dihasilkan maka akan tetap memerlukan biaya yang sama dalam menghasilkan listrik. Biaya O dan M pada umumnya terdiri dari:

- Biaya pekerja
- Biaya administrasi
- Biaya manajemen
- Biaya maintenance

Komponen biaya tersebut merupakan biaya bulanan/tahunan yang keluar dalam mengoperasikan pembangkit. Biaya tersebut akan selalu bernilai tetap meskipun saat pembangkit mendapatkan beban tinggi ataupun rendah. Hal hal yang mempengaruhi besarnya biaya komponen B adalah jenis bahan bakar yang digunakan, kapasitas unit pembangkit serta teknologi pada pembangkit tersebut.

Secara umum rumus dalam menghitung besar biaya komponen B adalah sebagai berikut

$$\text{Komponen B} = \frac{\text{fix operation and maintenance cost tiap tahun}}{\text{Kapasitas} \times 8760 \times CF} \quad (2.3)$$

Dari perhitungan tersebut didapatkan besar tarif komponen B didapatkan dari total biaya tetap operasional dan perawatan unit pembangkit selama 1 periode waktu dibagi dengan total tenaga listrik yang dihasilkan pada periode waktu tersebut.

### 2.3.3 Biaya Bahan Bakar (Komponen C)

Biaya komponen C merupakan komponen biaya bahan bakar yang dibutuhkan pembangkit untuk memproduksi setiap kWh listrik. Biaya komponen C merupakan *variabel cost* yang jumlahnya bergantung dengan jumlah listrik yang dihasilkan. Perhitungan biaya bahan bakar dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Tarif Komponen C} = \text{harga gas} \times \text{kurs mata uang} \times \text{fuel consumption} \quad (2.4)$$

Keterangan:

- *Fuel Consumption* = jumlah panas yang dibutuhkan untuk menghasilkan satu kWh energi

#### 2.3.4 Biaya Variabel Operasi dan Pemeliharaan (Komponen D)

Biaya variabel operasi dan pemeliharaan merupakan semua biaya variabel yang timbul dalam proses operasi dan pemeliharaan unit pembangkit. Biaya komponen D berkaitan dengan biaya komponen B serta berat kerja pembangkit, jika beban daya yang diterima semakin besar maka komponen biaya ini juga akan semakin meningkat. Hal-hal yang termasuk dalam komponen biaya D antara lain

- Air untuk pembangkit
- Pelumas
- Overhaul
- Sparepart mesin

#### 2.3.5 Biaya Transmisi dan Distribusi (Komponen E)

Biaya transmisi merupakan biaya investasi untuk saluran transmisi dan distribusi tenaga listrik dari unit pembangkit menuju konsumen. Pada umumnya komponen biaya E timbul saat suatu badan usaha mengelola penyediaan tenaga listrik untuk wilayah usaha baru. Perhitungan biaya komponen E sama dengan rumus 2.1 pada perhitungan komponen A, namun menggunakan biaya investasi saluran transmisi.

### 2.4 Faktor yang Mempengaruhi Pertumbuhan Tarif Listrik

Pemerintah telah mengatur terkait kebijakan tarif listrik di Indonesia salah satunya melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia no. 41 tahun 2017 terkait tarif listrik dari PLN mengalami penyesuaian

secara berkala oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dan Direksi PT PLN (Persero). Selain itu, pengguna listrik dapat diklasifikasikan sebagai berikut.

- pelayanan sosial
- rumah tangga
- bisnis
- industri
- kantor pemerintah dan jalan umum
- traksi
- penjualan curah; dan
- layanan khusus

Untuk keperluan industri, dibagi menjadi 4 kategori sebagai berikut:

- a. Golongan tarif (I-1/TR) untuk keperluan industri kecil/industri rumah tangga yang menggunakan tegangan rendah, dengan daya 450VA hingga 14kVA
- b. Golongan tarif (I-2/TR) untuk keperluan industri sedang yang menggunakan tegangan rendah, dengan daya diatas 14kVA hingga 200kVA.
- c. Golongan tarif (I-3/TM) untuk keperluan industri menengah yang menggunakan tegangan menengah, dengan daya lebih dari 200kVA.
- d. Golongan tarif (I-4/TT) untuk keperluan industri besar yang menggunakan tegangan tinggi, dengan daya lebih dari 30.000 kVA.

Penyesuaian tarif tenaga listrik ( ) dilaksanakan setiap bulan apabila terjadi kenaikan atau penurunan pada salah satu dan/atau beberapa faktor yang dapat mempengaruhi biaya pokok penyediaan tenaga listrik (PT PLN (Persero), 2014), antara lain

- a. Nilai tukar mata uang Dollar Amerika terhadap mata uang Rupiah (kurs)
- b. *Indonesia Crude Price (ICP)*

c. Inflasi

## 2.5 Kriteria Kelayakan Finansial Proyek

Analisis finansial dibutuhkan untuk mengetahui kelayakan dari sebuah proyek atau usaha yang dengan menggunakan laporan keuangan yang berisi rincian pembiayaan dan pemasukan selama periode tertentu dari sebuah usaha atau proyek. Kriteria yang dipertimbangkan dalam analisis finansial antara lain periode pengembalian (*payback period*), *net present value*, dan *internal rate of return*. Berikut merupakan penjelasan dari masing masing kriteria tersebut.

### 2.4.1 Periode Pengembalian (*Payback Period*)

Periode pengembalian (*payback period*) adalah waktu yang diperlukan untuk mengembalikan biaya investasi awal dengan tingkat pengembalian tertentu (Pujawan, 2004). Perhitungan dilakukan dengan menghitung aliran kas tahunan dan membandingkannya dengan nilai investasi awal. Secara matematis, *payback period* dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut.

$$0 = -P + \sum_{t=1}^{N'} A_t (P/F \cdot i\%, t) \quad (2.7)$$

Keterangan:

P = nilai investasi awal

$A_t$  = aliran kas yang terjadi pada periode t

i% = tingkat suku bunga yang digunakan

N' = panjang periode pengembalian

*Payback period* dapat digunakan sebagai parameter dalam membandingkan investasi dengan focus pada pengembalian modal investasi secepat mungkin.



#### 2.4.2 Net Present Value (NPV)

*Net present value* atau NPV menunjukkan seluruh nilai aliran kas yang dikonversikan menjadi nilai saat ini (P) dan dijumlahkan, sehingga nilai P hasil penjumlahan merefleksikan nilai bersih dari keseluruhan aliran kas yang terjadi selama horizon perencanaan (Pujawan, 2004). NPV dapat dihitung secara matematis dengan menggunakan rumus berikut.

$$NPV = \sum_{t=0}^N A_t (P/F \cdot i\%, t) \quad (2.8)$$

Keterangan:

NPV = *net present value*

$A_t$  = aliran kas yang terjadi pada periode t

$i\%$  = MARR ( *minimum attractive rate of return* )

N = horizon perencanaan (tahun)

MARR merupakan nilai minimal dari tingkat bunga yang bisa diterima oleh investor (Pujawan, 2004). Saat  $NPV \geq 0$  maka investasi tersebut dapat dikatakan layak. Namun jika  $NPV < 0$  maka investasi tersebut tidak layak untuk dijalankan.

#### 2.4.3 Internal Rate of Return (IRR)

*Rate of return* (ROR) merupakan tingkat bunga yang menyebabkan terjadinya keseimbangan antara seluruh pengeluaran dan pemasukan dari sebuah proyek atau usaha pada suatu periode tertentu sehingga menghasilkan nilai  $NPV=0$ . Salah satu metode ROR yang dapat digunakan adalah *internal rate of return* (IRR). IRR adalah nilai ROR yang diperoleh dengan asumsi semua hasil investasi akan diinvestasikan kembali pada proyek dengan nilai ROR yang sama (Pujawan, 2004). Nilai IRR dapat dihitung secara matematis menggunakan persamaan berikut.

$$NPV = \sum_{t=0}^N A_t (1 + i^*)^{-t} = 0 \quad (2.9)$$

Keterangan:

NPV = *net present value*

$A_t$  = aliran kas yang terjadi pada periode t

$i^*$  = IRR dari proyek atau investasi

N = umur proyek

Nilai IRR dari dapat menunjukkan kelayakan dari sebuah investasi. Jika  $IRR > WACC$  (*weighted average cost of capital*) maka investasi dapat dikatakan layak, sedangkan jika nilai  $IRR < WACC$  maka investasi tersebut tidak layak untuk dilakukan.

## 2.6 Inflasi

Inflasi merupakan suatu kondisi terjadinya kenaikan tingkat harga dari secara umum seperti barang-barang, jasa, maupun faktor-faktor produksi. Suatu perekonomian dapat dikatakan mengalami inflasi jika memenuhi 3 karakteristik berikut, yaitu terjadi kenaikan harga bersifat umum, dan berlangsung terus menerus. (Samuelson, 2004). Indikator yang sering digunakan untuk menghitung nilai inflasi adalah Indeks Harga Konsumen (IHK). Secara matematis tingkat inflasi dapat dihitung sebagai berikut.

$$i = \frac{IHK_n - IHK_{n-1}}{IHK_{n-1}} \times 100\% \quad (2.10)$$

Keterangan:

i = inflasi

$IHK_n$  = indeks harga konsumen tahun n

$IHK_{n-1}$  = indeks harga konsumen tahun n-1

Setelah didapatkan nilai inflasi, nilai biaya dimasa depan juga akan berubah sesuai dengan persamaan berikut.

$$F = P(1 + i)^N \quad (2.11)$$

Keterangan:

F = Nilai dimasa depan

P = Nilai saat ini

i = Inflasi

N = Selisih waktu antara saat ini dan masa depan

## 2.7 Simulasi Monte Carlo

*Monte Carlo Simulation* adalah salah satu *statistical tool* yang sering digunakan baik di bidang teknik atau nonteknik. Simulasi Monte Carlo juga didefinisikan sebagai suatu skema penggunaan *random number* yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan yang bersifat stokastik atau deterministik dimana fungsi waktu tidak *substantive* (Kelton & Law, 1991). Oleh karena itu simulasi Monte Carlo umumnya digunakan untuk permasalahan statis daripada yang bersifat dinamis. Salah Satu cara membangun model simulasi Monte Carlo didasarkan pada probabilitas dan distribusi yang diperoleh dari data historis sebuah kejadian. Distribusi yang digunakan telah menjalani serangkaian uji distribusi seperti misalnya uji Chi-square, Heuristic, atau Kolmogorov-Smirnov untuk memilih distribusi mana yang paling menggambarkan sebuah pola suatu data.

Setiap variabel dalam model tersebut memiliki nilai yang memiliki probabilitas yang berbeda, yang ditunjukkan oleh distribusi probabilitas atau biasa disebut dengan *probability distribution function* (pdf) dari setiap variabel. Metode Monte Carlo mensimulasikan sistem tersebut berulang-ulang kali, ratusan bahkan sampai ribuan kali tergantung sistem yang ditinjau dengan cara memilih sebuah nilai random untuk setiap variabel dari distribusi probabilitasnya. Hasil yang didapatkan dari simulasi tersebut adalah sebuah distribusi probabilitas dari nilai sebuah sistem secara keseluruhan.

## 2.8 Risiko

Risiko merupakan kesempatan terjadinya kejadian yang tidak pasti dan dapat mempengaruhi tercapainya tujuan dari suatu perusahaan (Anityasari & Wessiani, 2011). Sedangkan manajemen risiko merupakan proses yang di dalamnya terdapat tahapan identifikasi, pengukuran, pemetaan, pengembangan alternatif dari penanganan risiko dan tahap *monitoring* pengendalian risiko yang ada secara terstruktur dan sistematis (Djohanputro, 2008).

Setiap risiko memiliki faktor-faktor penyebab risiko masing masing. Semakin banyak faktor penyebab terjadinya risiko maka semakin kompleks risiko dan manajemen dari risiko tersebut. Namun setiap faktor penyebab sebuah risiko memiliki pola, frekuensi dan dampak yang berbeda beda antar faktor. Sebuah risiko memerlukan penanganan agar tidak mengganggu target dari sebuah organisasi. Terdapat beberapa cara dalam penanganan sebuah risiko antara lain

1. Menghindari risiko
2. Menerima risiko
3. Mentransfer risiko
4. Mengurangi peluang terjadi
5. Mengurangi dampak yang terjadi

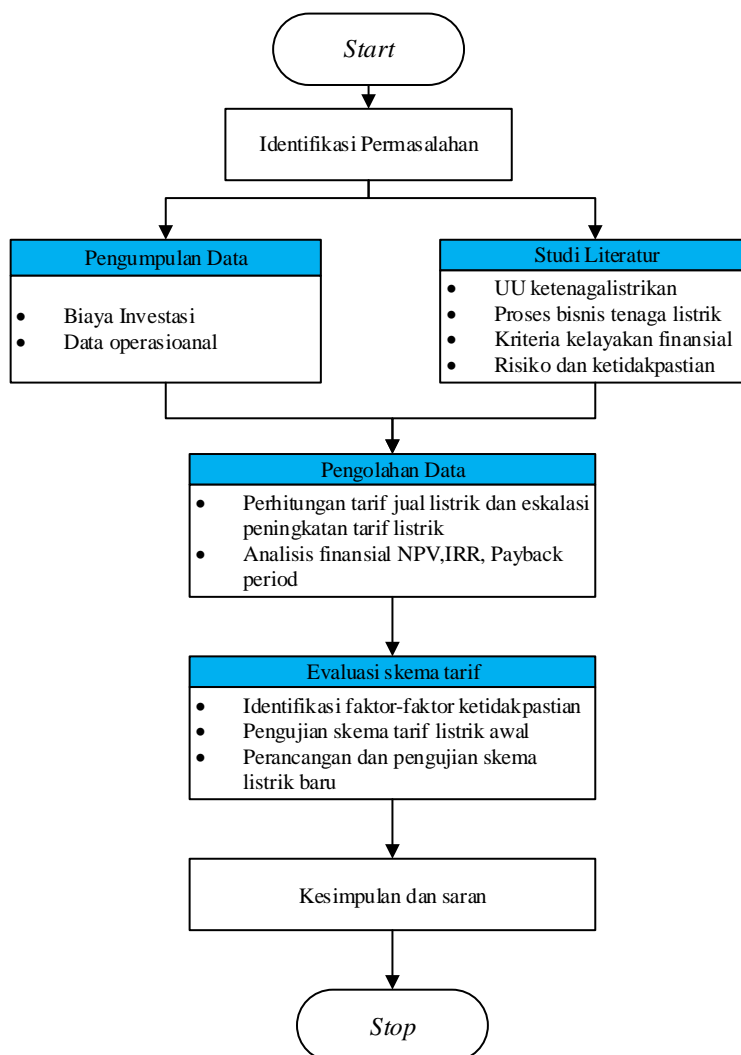
Karena memiliki pola dan dampak yang berbeda untuk setiap risiko, maka setiap risiko juga memerlukan penanganan yang berbeda. Pemilihan cara penanganan yang tepat menjadi hal penting dalam pembuatan kebijakan operasional organisasi untuk mencapai tujuan organisasi tersebut.



### BAB III

## EVALUASI STRUKTUR BIAYA DAN RISIKO

Pada Bab ini akan membahas terkait pengolahan data berupa evaluasi struktur biaya dan risiko. Sebelum melakukan evaluasi struktur biaya dan risiko, berikut merupakan *flowchart* metodologi penelitian yang digunakan oleh penulis.



Gambar 3. 1 Flowchart Metodologi Penelitian

Setelah proses studi literatur dilakukan, maka bab ini membahas pengumpulan dan pengolahan data dalam penelitian dan dilanjutkan dengan evaluasi struktur biaya pembangkitan listrik yang terdiri dari struktur biaya investasi (A & E), biaya operasional (B & D) dan biaya bahan bakar (C) dengan penentuan target kelayakan minimal *IRR on project* adalah sebesar 12%. Setelah ditentukan struktur biaya awal yang bisa menghasilkan kelayakan *IRR* 12%, akan dibahas faktor-faktor apa saja yang memiliki risiko ketidakpastian yang bisa berdampak kepada indikator kelayakan dari bisnis unit pembangkit tersebut. Rekomendasi *risk treatment* akan dibahas dan diputuskan untuk kemudian diakomodir dalam skema tarif dan yang diusulkan.

### 3.1 Gambaran Umum Objek Pengamatan

Unit pembangkit PT X termasuk unit pembangkit yang menjual tenaga listrik langsung kepada pelanggan. Unit pembangkit PT X dibangun untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di salah satu kawasan industri di Jawa Timur. Berikut merupakan data spesifikasi dari unit pembangkit PT X disajikan dalam tabel berikut.

Tabel 3. 1 Spesifikasi Unit Pembangkit

Keterangan	Nilai	Satuan
Daya Mampu Gross	15.3	MW
CF	90%	
Hari Operasional	365	Hari
Jam Operasional	24.00	Jam per hari
Listrik Dihasilkan Tiap Tahun	120.63	Gwh
Harga Gas	8.10	US\$ / mmbtu
Kurs Mata Uang	13,500	Rp / US\$
Specified Fuel Consumption (MMBTU)	0.0079380	mmbtu/Kwh
Gas Contract per year	957,523	mmbtu

Unit pembangkit X berkapasitas 3 x 7.65 MW namun hanya 2 buah pembangkit saja yang beroperasi sebagai pemenuh beban listrik dan 1 unit pembangkit digunakan sebagai *reserve margin* sehingga daya mampu unit pembangkit tersebut sebesar 15.3 MW. Dalam operasional harian, unit pembangkit X menerapkan *capability factor* (CF) mereka sebesar 90% dari total waktu operasional mereka yang berjalan selama 24 jam

dan 365 hari dalam setahun. Bahan bakar yang digunakan untuk menggerakkan turbin generator listrik adalah bahan bakar gas dan memiliki nilai NPHR (*Nett Plant Heat Rate*) 7938 BTU yang dibutuhkan untuk setiap kWh listrik yang dihasilkan. Unit pembangkit X dibangun pada tahun 2016 hingga 2017 dan mulai beroperasi pada tahun 2018. Karena tidak langsung menjual tenaga listrik kepada PLN, maka Unit pembangkit X bebas menentukan skema tarif jual tenaga listriknya kepada konsumen dan merupakan syarat untuk mendapatkan perijinan pemerintah. Namun skema tarif yang diterapkan masih dalam batas tarif wajar dan menguntungkan bagi finansial dari unit pembangkit.

### 3.2 Pengumpulan Data

Pada tahap pengumpulan data ini akan dilakukan pengumpulan data terkait unit pembangkit, biaya investasi unit pembangkit, dan biaya operasional dari unit pembangkit.

#### 3.2.1 Resume Investasi Unit Pembangkit

Dalam melakukan analisis finansial dari sebuah proyek diperlukan rincian biaya investasi proyek tersebut. Rincian biaya investasi ini digunakan sebagai dasaran dan input dalam perhitungan analisis finansial dari sebuah proyek. Dalam permasalahan berikut biaya investasi proyek terdiri dari biaya investasi untuk unit pembangkit serta biaya investasi jaringan distribusi tenaga listrik dari unit pembangkit kepada konsumen. Selain digunakan untuk analisis finansial, rincian biaya investasi juga digunakan dalam perhitungan tarif jual tenaga listrik. Berikut merupakan rincian biaya investasi unit pembangkit listrik:

Tabel 3. 2 Rincian Biaya Investasi Unit Pembangkit

No	Description	Biaya	Total
Investasi Unit Pembangkit			
1	Gas Engines	Rp 156,786,200,000	
2	Electrical System	Rp 9,785,270,000	
3	Auxiliary Equipment	Rp 1,612,450,000	



No	Description	Biaya	Total
4	DeNOx System	Rp 14,185,420,000	
5	Civil works	Rp 54,720,990,000	
6	Erection Work	Rp 25,546,040,000	
	Total	Rp 262,636,370,000	
	PPN (10%)	Rp 26,263,637,000	
<b>1</b>	<b>Grand Total Investasi Unit Pembangkit</b>		<b>Rp 288,900,007,000</b>
Investasi Transmisi Tenaga Listrik			
1	20 kV U/G Cables - 2 CCts - 4 kms	Rp 3,035,968,000	
2	Cubicles 20 KV	Rp 9,187,000,000	
3	Transport & Install	Rp 827,000,000	
4	R/O/P	Rp 1,001,540,000	
	Total	Rp 14,051,508,000	
	PPN (10%)	Rp 1,405,150,800	
<b>2</b>	<b>Grand Total Transmisi Tenaga Listrik</b>		<b>Rp 15,456,658,800</b>
<b>3</b>	<b>Biaya Pengembangan Proyek</b>		<b>Rp 2,500,000,000</b>
<b>4</b>	<b>Initial Working Capital</b>		<b>Rp 2,500,000,000</b>
<b>5</b>	<b>Provisi</b>		<b>Rp 1,082,748,330</b>
<b>6</b>	<b>Interest During Construction</b>		<b>Rp 18,054,250,178</b>
<b>Total Biaya Investasi Proyek</b>			<b>Rp 328,886,665,800</b>

Dari Tabel 3.2 menunjukkan rincian biaya investasi yang dikeluarkan dalam pembangunan unit pembangkit listrik. Biaya investasi tersebut terdiri dari biaya investasi pembangunan unit pembangkit tenaga listrik sebesar Rp 288.900.007.000 serta pembangunan jaringan distribusi tenaga listrik untuk mendistribusikan tenaga listrik dari unit pembangkit ke konsumen sebesar Rp 15.456.658.800. Selain itu biaya investasi yang diperlukan juga termasuk biaya pengembangan proyek serta *initial working capital* yang masing masing bernilai Rp 2.500.000.000. Selain itu juga terdapat biaya yang muncul selama proses pembangunan proyek antara lain provisi sebesar Rp 1.082.748.330 serta biaya *interest during construction* sebesar 18.054.250.178. Sehingga total biaya investasi yang dikeluarkan dalam pembangunan unit pembangkit sebesar Rp 328.886.665.800.

### 3.2.2 Rincian Biaya Operasional Unit Pembangkit

Biaya operasional unit pembangkit merupakan biaya yang dikeluarkan untuk operasional dan pemeliharaan dari unit pembangkit untuk menghasilkan tenaga listrik. Dalam bisnis tenaga listrik, terdapat 2 jenis tenaga listrik yang umum digunakan dalam unit pembangkit yaitu *fixed operation and maintenance cost* serta *variable operation and maintenance cost*. *Fixed operation and maintenance cost* merupakan biaya operasional yang pasti dikeluarkan dalam menjalankan unit pembangkit dan nilainya selalu tetap dan tidak tergantung dengan besarnya beban dari unit pembangkit, baik saat beban tinggi maupun dalam kondisi beban listrik rendah. Berikut merupakan *fixed operation and maintenance cost* setiap bulan pada tahun pertama:

Tabel 3. 3 Rincian *fixed operation and maintenance cost*

No	Keterangan	Biaya	Total
1	<i>Non Routine Expense</i>		<b>Rp 397,600,000</b>
	<i>Capital Expenditure</i>	Rp 76,110,000	
	<i>Spare Part</i>	Rp 223,070,000	
	<i>3rd Party Contract</i>	Rp 45,930,000	
	<i>Contingency</i>	Rp 52,490,000	
2	<i>Routine Expense</i>		<b>Rp 980,220,000</b>
	<i>Maintenance Expanse</i>	Rp 212,580,000	
	<i>Operation Expanse</i>	Rp 207,330,000	
	<i>G&amp;A Expense</i>	Rp 468,460,000	
	<i>Mobile Equipment</i>	Rp 91,850,000	
	<b>Total</b>		<b>Rp 1,377,820,000</b>

Dari Tabel 3.3 diketahui unit pembangkit memerlukan biaya operasional sebesar Rp 1.377.820.000 perbulan. Biaya tersebut akan selalu sama meskipun listrik yang dihasilkan banyak maupun sedikit, sehingga perusahaan dapat mengalami kerugian jika penjualan tenaga listrik rendah sehingga tidak dapat menutupi *fixed operation and maintenance cost*. Sedangkan *variable operation and maintenance cost* merupakan biaya operasional dari unit pembangkit yang nilainya tidak selalu tetap dan umumnya tergantung dengan beban produksi tenaga listrik dari unit pembangkit. Berikut merupakan proyeksi *variable operation and maintenance cost* pada tahun pertama dengan asumsi biaya yang dikeluarkan pada beban maksimum.

Tabel 3. 4 Rincian *variable operation and maintenance cost*

No	Description	Biaya	Total
<b>1</b>	<b>Operation Consumables</b>		<b>Rp 203,207,000</b>
1	Lube & Grease	Rp 90,757,705	
2	Fuel Oil	Rp 30,970,000	
3	Chemical	Rp 34,120,000	
4	Fire Protection	Rp 8,000,000	
5	Laboratory Consumable	Rp 13,120,000	
6	Painting	Rp 5,770,000	
7	Cleaning Materials	Rp 16,800,000	
8	Lighting	Rp 3,670,000	
<b>2</b>	<b>Maintenance Consumable</b>		<b>Rp 108,910,000</b>
	Mechanical	Rp 47,240,000	
	Electrical	Rp 18,370,000	
	Automation	Rp 43,300,000	
	<b>Total</b>		<b>Rp 312,117,000</b>

Dari Tabel 3.4 diketahui bahwa rata rata *variable operation and maintenance cost* unit pembangkit jika bekerja pada beban puncak sebesar Rp 312.117.000. Biaya tersebut dapat naik dan turun mengikuti dengan tenaga listrik yang dihasilkan.

### 3.3 Analisa Struktur Biaya A-B-C-D-E

Pada tahap ini dilakukan pengolahan data yang telah dikumpulkan pada subbab sebelumnya, pengolahan data yang dilakukan antara lain perhitungan tarif jual tenaga listrik, perhitungan eskalasi peningkatan tarif listrik dan pembuatan model keuangan untuk analisis finansial.

#### 3.3.1 Perhitungan Tarif Jual Tenaga Listrik

Perhitungan tarif jual tenaga listrik dilakukan untuk mengetahui berapa harga jual tenaga listrik tiap kWh-nya. Perhitungan tarif jual tenaga listrik menggunakan formula yang umum digunakan oleh unit pembangkit dengan menggunakan persamaa yang terdapat pada subbab 2.3. Berikut merupakan perhitungan tarif jual tenaga listrik berdasarkan masing masing komponen biayanya.

### 3.3.1.1 Perhitungan Komponen A dan E

Secara matematis perhitungan komponen A dan E menggunakan formulasi yang sama, perbedaannya adalah komponen A merupakan struktur biaya yang mempertimbangkan biaya investasi unit pembangkit sedangkan komponen E mempertimbangkan biaya investasi jaringan distribusi. Berikut merupakan perhitungan tarif komponen A dan E sesuai dengan biaya investasi unit pembangkit dan jaringan distribusi dengan menggunakan persamaan (2.1) dan (2.2) sebagai berikut.

$$i = 9,75 \%$$

$$n = 20$$

$$CF = 90\%$$

$$CRF = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$CRF = \frac{0.0975 \times (1 + 0,0975)^{20}}{(1 + ,0975)^{20} - 1}$$

$$CRF = 0,1155$$

$$\text{Komponen A} = \frac{\text{Capital Cost} \times CRF}{\text{Kapasitas} \times 8760 \times CF}$$

$$\text{Komponen A} = \frac{288.900.007.000 \times 0,1155}{15300 \times 8760 \times 0.9}$$

$$\text{Komponen A} \approx 390,39 \text{ (Levellized)}$$

$$\text{Komponen E} = \frac{15.456.658.800 \times 0,1155}{15300 \times 8760 \times 0.9}$$

$$\text{Komponen E} \approx 20,67 \text{ (Levellized)}$$

Dari perhitungan diatas diketahui bahwa tarif komponen A sebesar Rp 390,39 / kWh sedangkan tarif untuk komponen E sebesar Rp 20,67/KWh. Tarif komponen A

dan E diasumsikan akan selalu konstan selama 20 tahun durasi operasional unit pembangkit.

### 3.3.1.2 Perhitungan Komponen B

Tarif listrik Komponen B merupakan *fixed operation and maintenance cost* yang dibutuhkan untuk membangkitkan setiap kWh tenaga listrik. Sehingga perhitungan komponen B dengan menggunakan rumus (2.3) ditampilkan sebagai berikut.

$$\text{Komponen B} = \frac{\text{fix operation and maintenance cost tiap tahun}}{\text{Kapasitas} \times 8760 \times CF}$$

$$\text{Komponen B} = \frac{1,377,820,000 \times 12}{15300 \times 8760 \times 0.9}$$

$$\text{Komponen B} \approx 141,75$$

Dari perhitungan diatas diketahui bahwa tarif komponen B unit pembangkit sebesar Rp 141,75 / kWh. Tarif tersebut merupakan tarif pada tahun pertama operasional unit pembangkit dan untuk tahun berikutnya akan dilakukan penyesuaian dengan mempertimbangkan kenaikan biaya operasional yang diakibatkan oleh tingkat inflasi.

### 3.3.1.3 Perhitungan Komponen C

Komponen merupakan biaya bahan bakar yang dibutuhkan untuk membangkitkan setiap kWh listrik. Biaya komponen C bergantung dengan jenis bahan bakar yang digunakan unit pembangkit tersebut. Pada permasalahan ini, unit pembangkit menggunakan bahan bakar gas. Berikut merupakan data dan perhitungan tarif listrik untuk komponen C dengan menggunakan rumus (2.4).

$$\text{Harga Gas} = \$ 8.1 / \text{MMBTU}$$

$$\text{Kurs Mata Uang} = \text{Rp } 13.500 / \text{Dollar}$$

$$\text{Fuel Consumption} = 7938 \text{ BTU} / \text{kWh}$$

$$= 0,007938 \text{ MMBTU} / \text{kWh}$$

$$\begin{aligned} \text{Tarif Komponen C} &= \text{harga gas} \times \text{kurs mata uang} \times \text{fuel consumption} \\ &= 8.1 \times 13.500 \times 0,007938 \end{aligned}$$

$$\text{Tarif Komponen C} = 868,02$$

Dari perhitungan diatas diketahui bahwa tarif komponen C unit pembangkit sebesar Rp 868,02/kWh. Tarif tersebut akan dilakukan penyesuaian tarif dengan mempertimbangkan perubahan harga beli gas sebagai bahan bakar unit pembangkit serta kurs mata uang rupiah ke dollar.

#### 3.3.1.4 Perhitungan Komponen D

Tarif listrik Komponen D merupakan *variable operation and maintenance cost* yang dibutuhkan untuk membangkitkan setiap kWh tenaga listrik. Sehingga perhitungan komponen D setiap kWh nya dengan menggunakan persamaan (2.3) ditampilkan sebagai berikut.

$$\text{Komponen D} = \frac{\text{Variable operation and maintenance cost tiap tahun}}{\text{Kapasitas} \times 8760 \times \text{CF}}$$

$$\text{Komponen D} = \frac{312,117,000 \times 12}{15300 \times 8760 \times 0.9}$$

$$\text{Komponen D} \approx 31,05$$

Dari perhitungan diatas diketahui bahwa tarif komponen D unit pembangkit sebesar Rp 31,05 / kWh. Tarif komponen D juga akan dilakukan penyesuaian dengan mempertimbangkan tingkat inflasi yang menyebabkan meningkatnya biaya operasional dari unit pembangkit.

#### 3.3.2 Struktur Tarif Dasar Listrik dan

Setelah dilakukan perhitungan skema tarif dengan menggunakan struktur komponen biaya A-B-C-D-E, maka akan ditentukan stuktur tarif dasar listrik yang

merupakan gabungan setiap komponen biaya hasil perhitungan. Berikut merupakan struktur *baseline* tarif dasar listrik yang diterapkan pada unit pembangkit.

Tabel 3. 5 Struktur Tarif Dasar Listrik

Komponen Biaya Tarif Listrik	Tarif (Rp/kWh)
Biaya Investasi Unit Pembangkit (A)	390.39
Biaya Operasional Tetap (B)	141.75
Biaya Bahan Bakar ( C )	868.02
Biaya Operasional variabel ( D )	31.05
Komponen Biaya Investasi Transmisi ( E)	20.67
<b>Jumlah</b>	<b>1452</b>

Dari Tabel 3.5 didapatkan struktur tarif dasar listrik yang akan diterapkan dan digunakan dalam analisis keuangan. Skema tarif dasar listrik tersebut merupakan tarif listrik yang dihitung pada kondisi awal. Dalam kondisi eksisting terdapat beberapa faktor-faktor yang memiliki pola ketidakpastian yang berpengaruh pada nilai perhitungan struktur tarif dasar listrik. Faktor-faktor tersebut memiliki risiko mempengaruhi finansial dari unit pembangkit dan memerlukan pola mitigasi yang berbeda-beda pula tergantung dengan jenis faktor dan risiko yang mungkin dihasilkan.

### 3.3.2.1 Biaya Operasional dan Perawatan Unit

Biaya operasional dan perawatan unit pembangkit merupakan biaya yang timbul dalam menjalankan bisnis unit pembangkit mulai dari biaya pekerja, biaya perawatan, biaya suku cadang, biaya air dan biaya-biaya lain yang digunakan untuk mendukung unit pembangkit untuk beroperasi. Masing-masing biaya operasional memiliki pola perubahan masing-masing seperti biaya pekerja mengikuti standar gaji yang ditetapkan oleh pemerintah sekitar, sedangkan biaya *spare part* untuk operasional dan perawatan unit pembangkit berbeda beda untuk setiap komponen dan bergantung dengan harga dipasar. Faktor-faktor lain juga memiliki perubahan nilai masing masing dan saling berbeda satu sama lain.

Dalam pengembangan model keuangan, akan sulit jika mempertimbangkan masing-masing ketidakpastian dari komponen biaya operasional dan perawatan

dikarenakan terdapat banyak komponen biaya yang ada dan memiliki pola ketidakpastian yang berbeda-beda. Sehingga semua perubahan nilai pada biaya operasional unit pembangkit akan diwakilkan dengan perubahan Indeks Harga konsumen dan juga Inflasi. Terdapat beberapa faktor yang mengalami perubahan lebih besar dibandingkan dengan perubahan IHK ataupun inflasi namun terdapat beberapa komponen pula yang tingkat perubahannya tidak lebih besar dari perubahan IHK ataupun inflasi sehingga inflasi dapat diasumsikan merepresentasikan tingkat perubahan biaya operasional dan pemeliharaan dari unit pembangkit.

Perubahan tingkat inflasi yang mengakibatkan meningkatnya biaya operasional dan perawatan dari unit pembangkit juga dapat menimbulkan risiko finansial pada unit pembangkit dan perlu dilakukan mitigasi terhadap risiko tersebut. Risiko dari ketidakpastian ini pada umumnya dilakukan mitigasi dengan mentransfer risiko tersebut kepada konsumen.

Tabel 3. 6 Tabel Kenaikan Inflasi 20 Tahun Kedepan

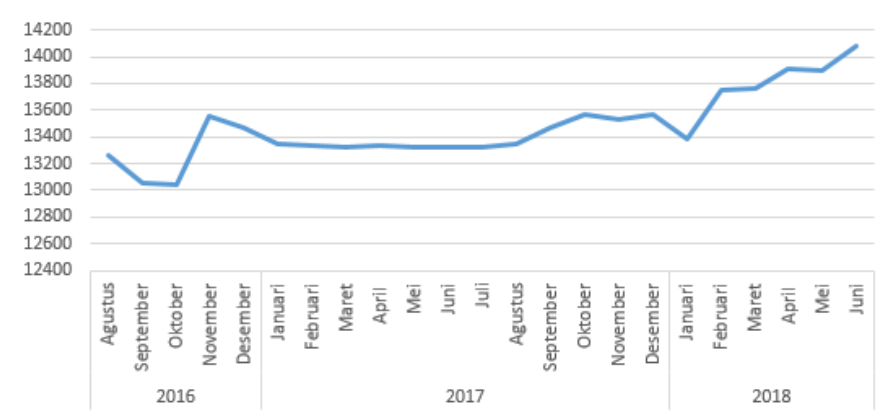
<b>Tahun</b>	<b>Inflasi</b>	<b>Tahun</b>	<b>Inflasi</b>
2018	3.95%	2028	2.85%
2019	3.84%	2029	2.77%
2020	3.70%	2030	2.70%
2021	3.56%	2031	2.63%
2022	3.44%	2032	2.56%
2023	3.33%	2033	2.50%
2024	3.22%	2034	2.44%
2025	3.12%	2035	2.38%
2026	3.03%	2036	2.32%
2027	2.94%	2037	2.27%

Dari Tabel 3.6 didapatkan hasil peramalan tingkat inflasi selama 20 tahun, dari hasil peramalan menunjukan trend inflasi menurun setiap tahun. Setelah didapatkan tingkat inflasi, maka dilakukan perhitungan kenaikan tarif listrik untuk 20 tahun kedepan.

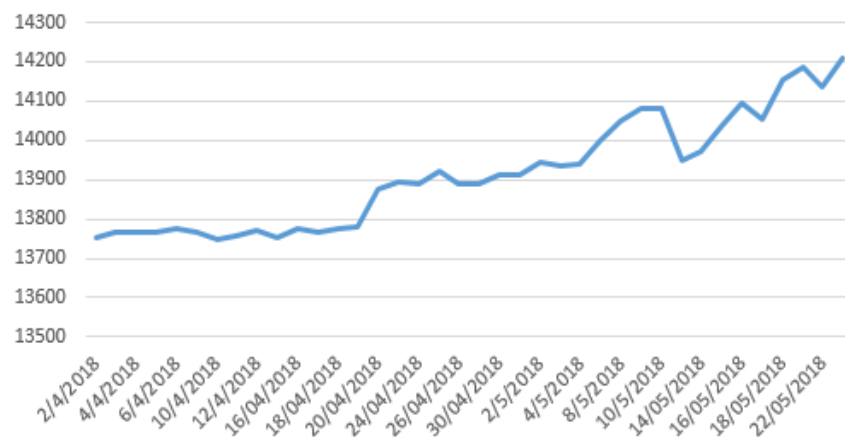


### 3.3.2.2 Kurs Mata Uang

Kurs mata uang merupakan salah satu ketidakpastian yang mempengaruhi harga gas bahan bakar untuk operasional unit pembangkit. Kurs mata uang memiliki pola ketidakpastian yang sulit ditebak dan cepat. Berikut merupakan pola data historis perubahan nilai kurs mata uang untuk tiap bulan dan tiap hari.



Gambar 3. 1 Perubahan Kurs Mata Uang Tiap Bulan  
Sumber: Investing.com, 2018



Gambar 3. 2 Perubahan Kurs Mata Uang Setiap Hari  
Sumber: Investing.com, 2018

Pada Gambar 3.1 menampilkan grafik perubahan kurs mata uang setiap bulan selama 2 tahun. Dari grafik tersebut dapat dilihat perubahan kurs mata uang dalam jangka waktu cukup lama dan menunjukkan *trend* semakin meningkat seiring

berjalannya waktu. Sedangkan pada Gambar 3.2 dapat kita lihat pola perubahan kurs mata uang setiap hari pada bulan april dan mei tahun 2018. Dari data tersebut, dapat dilihat bahwa selama satu bulan, kurs mata uang dapat berubah dalam hitungan beberapa hari saja dan dapat mengalami kenaikan dan penurunan secara tidak pasti. Dari dua grafik diatas dapat dilihat bahwa kurs mata uang memiliki pola perubahan yang cepat dan tidak pasti. Perubahan pada nilai kurs mata uang akan berpengaruh pada komponen biaya C dan biaya operasional unit pembangkit.

Dalam mitigasi risiko perubahan kurs mata uang ini, tindakan yang umum dilakukan dalam bisnis unit pembangkit adalah dengan mentransfer risiko tersebut kepada konsumen dengan menerapkan pada skema tarif listrik yang telah digunakan.

Selain diperlukan pola mitigasi risiko dari ketidakpastian dari kurs mata uang, diperlukan peramalan kurs mata uang untuk 20 tahun kedepan yang akan digunakan dalam pembuatan model keuangan deterministik dalam analisis finansial. Berikut merupakan peramalan kurs mata uang untuk 20 tahun kedepan.

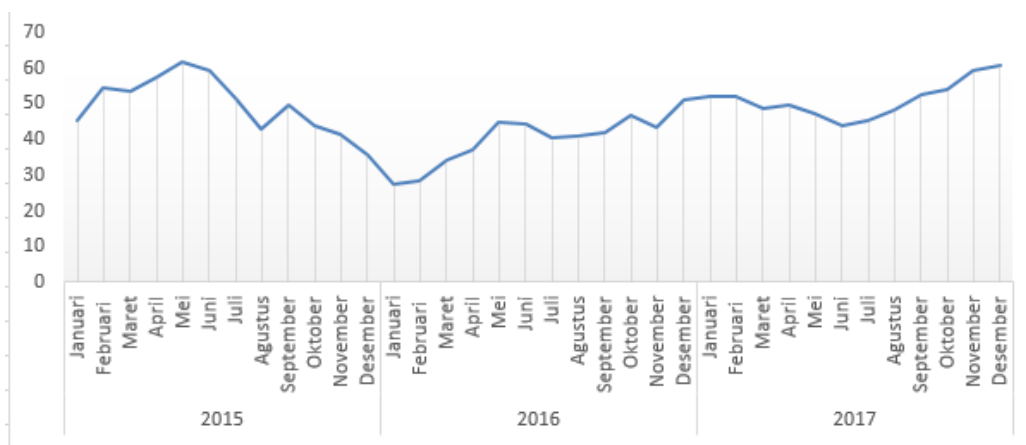
Tabel 3. 7 Tabel Kenaikan Kurs Mata Uang 20 Tahun Kedepan

Tahun	Kurs mata Uang	Tahun	Kurs mata Uang
2018	13,504	2028	17,779
2019	13,989	2029	18,200
2020	14,411	2030	18,621
2021	14,832	2031	19,042
2022	15,253	2032	19,463
2023	15,674	2033	19,885
2024	16,095	2034	20,306
2025	16,516	2035	20,727
2026	16,937	2036	21,148
2027	17,358	2037	21,569

Dari Tabel 3.7 diketahui bahwa kurs dollar ke rupiah semakin lama semakin meningkat, hasil yang ditampilkan merupakan rata-rata nilai kurs mata uang setiap tahun. Hasil peramalan ini akan digunakan dalam model keuangan deterministik untuk analisis keuangan.

### 3.3.2.3 Harga Gas Bahan Bakar

Bahan bakar yang digunakan dalam operasional unit pembangkit merupakan gas alam. Gas alam merupakan salah satu bahan bakar dalam bisnis unit pembangkit namun memiliki harga yang relatif lebih mahal jika dibandingkan dengan batubara. Harga gas alam memiliki ketidakpastian yang tinggi, terdapat banyak faktor yang mempengaruhi harga gas alam yang digunakan, seperti harga gas dunia, harga minyak dunia dan sebagainya. Di Indonesia penentuan harga, minyak, BBM dan sebagainya dipengaruhi oleh *Indonesia Crude Price* atau harga minyak mentah Indonesia. ICP sendiri telah mengikuti harga minyak dunia dan memperhatikan keadaan dan kebijakan dari pemerintahan saat ini. Sehingga untuk mengetahui ketidakpastian dari perubahan harga gas yang digunakan dapat memperhatikan ketidakpastian perubahan nilai pada data historis ICP Indonesia. Berikut merupakan gambaran data histori ICP Indonesia beberapa tahun terakhir.



Gambar 3. 3 Perubahan Nilai ICP  
Sumber: Investing.com, 2018

Dari Gambar 3.3 dapat dilihat perubahan tingkat harga ICP selama 3 tahun terakhir. Dari data tersebut kita sulit untuk melihat bagaimana trend perubahan dari nilai ICP karena setiap bulan selalu mengalami perubahan naik maupun turun secara tidak pasti. Perubahan nilai tersebut dapat diasumsikan merepresentasikan perubahan

harga gas yang digunakan oleh unit pembangkit. dengan tingkat ketidakpastian tersebut, harga gas bahan bakar memiliki dampak yang paling besar karena biaya gas sendiri merupakan 59,79 % dari total tarif listrik secara keseluruhan sehingga perubahan harga gas bahan bakar memiliki risiko terhadap finansial dan operasional yang besar. Dalam langkah mitigasi risiko tersebut, langkah yang dapat dilakukan oleh unit pembangkit adalah dengan mentransfer risiko tersebut kepada konsumen.

Setelah ditetapkan skema mitigasi yang digunakan untuk mengakomodasi ketidakpastian dari harga gas bahan bakar, maka diperlukan peramalan harga bahan bakar yang digunakan untuk pembuatan model keuangan deterministik untuk analisis finansial. Berikut merupakan peramalan harga gas bahan bakar selama 20 tahun kedepan.

Tabel 3. 8 Tabel Kenaikan ICP dan Harga Gas Bahan Bakar

Tahun	Kenaikan ICP (%)	Harga Gas (\$/MMBTU)	Tahun	Kenaikan ICP (%)	Harga Gas (\$/MMBTU)
2018		8.10	2028	3.18%	11.65
2019	3.88%	8.41	2029	3.09%	12.01
2020	3.72%	8.73	2030	2.99%	12.37
2021	4.12%	9.09	2031	2.91%	12.73
2022	4.46%	9.49	2032	2.82%	13.09
2023	3.79%	9.85	2033	2.75%	13.45
2024	3.65%	10.21	2034	2.67%	13.81
2025	3.52%	10.57	2035	2.60%	14.17
2026	3.40%	10.93	2036	2.54%	14.53
2027	3.29%	11.29	2037	2.47%	14.88

Dari Tabel 3.8 diketahui bahwa harga gas bahan bakar mengalami *trend* kenaikan setiap tahunnya. Harga gas bahan bakar inilah yang digunakan untuk memperkirakan rata-rata tarif biaya C untuk setiap tahun pada model keuangan yang telah dibuat.

### 3.3.2.4 Penjualan Tenaga Listrik

Jumlah konsumen dan konsumsi tenaga listrik tiap konsumen merupakan faktor yang mempengaruhi ketidakpastian penjualan tenaga listrik setiap bulannya. Penjualan

tenaga listrik memiliki dampak pada pendapatan operasional dari unit pembangkit. Risiko penjualan tenaga listrik ini timbul akibat unit pembangkit menjual tenaga listrik langsung kepada konsumen, risiko penjualan tenaga listrik tidak akan terjadi jika sebuah unit pembangkit menjual tenaga listriknya kepada PT PLN. Hal ini dikarenakan jika unit pembangkit menjual tenaga listrik kepada PT PLN, maka PT PLN wajib membayar biaya tenaga listrik sesuai dengan perjanjian jual beli tenaga listrik yang telah disepakati meskipun saat penggunaan tenaga listrik tinggi ataupun rendah. Sehingga pendapatan operasional akan sama saat utilitas pembangkit tinggi ataupun rendah. Sedangkan saat unit pembangkit bertindak sebagai *independent power plant* dan menjual tenaga listrik langsung kepada konsumen sehingga pendapatan tenaga listrik bergantung dengan konsumsi tenaga listrik konsumen.

Dalam analisis finansial yang dilakukan sebelumnya, unit pembangkit menargetkan 100% daya mampu dari unit pembangkit dapat diserap oleh konsumen dalam waktu 2 tahun. Namun jika unit pembangkit dapat menjual sebagian besar daya mampu mereka lebih cepat dari 2 tahun, maka hal tersebut menjadi keuntungan bagi unit pembangkit, namun terdapat kemungkinan unit pembangkit membutuhkan waktu lebih lama untuk dapat menjual sebagian daya mampunya kepada konsumen dan ini menjadi kerugian baik secara finansial dan operasional unit pembangkit karena mempengaruhi pendapatan operasional.

Risiko ketidakpastian penjualan tenaga listrik dalam unit pembangkit perlu dilakukan antisipasi agar tidak mengganggu tujuan dari unit pembangkit tersebut. Terdapat 3 cara yang umum dilakukan oleh unit pembangkit untuk memitigasi risiko ketidakpastian penjualan tenaga listrik antara lain menerima risiko, mentransfer risiko kepada pihak lain, atau membagi risiko tersebut. Unit pembangkit dapat menerima risiko dan konsekuensi dari ketidakpastian penjualan tenaga listrik sehingga ketidakpastian penjualan langsung berdampak pada finansial mereka. Sedangkan jika unit pembangkit menyikapi dengan mentransfer risiko, risiko tersebut akan ditanggung pihak lain contohnya konsumen, salah satu contoh mitigasi untuk mentransfer risiko dalam penentuan tarif jual tenaga listrik adalah dengan mempertimbangkan penjualan

tenaga listrik dalam penentuan skema tarif jual tenaga listrik dan ketidakpastian penjualan tenaga listrik akan dibebankan kepada tarif listrik yang ditanggung konsumen. Langkah lain yang dapat dilakukan adalah membebankan risiko penjualan tenaga listrik kepada konsumen dan produsen. Sebagai contoh, pada saat penerapan skema tarif A-B-C-D-E dengan biaya Rp 1.452 per kWh maka dengan biaya tersebut maka risiko penjualan tenaga listrik akan diterima dan ditanggung oleh unit pembangkit. Namun unit pembangkit dapat menaikkan tarif tersebut menjadi Rp 1.500 per kWh maka akan ada kelebihan tarif untuk menutupi sebagian kerugian yang mungkin terjadi. Masing-masing pola mitigasi tersebut akan berpengaruh pada *baseline* tarif yang akan digunakan oleh unit pembangkit.

#### 3.3.2.5 Derating Unit Pembangkit

Derating merupakan kondisi dimana menurunnya daya mampu dari sebuah unit pembangkit atau tidak dapatnya unit pembangkit memenuhi CF yang telah ditetapkan yang diakibatkan oleh kondisi operasional yang tidak sesuai rencana dan tidak normal dan dapat menimbulkan trip atau matinya operasional unit pembangkit. Derating ini berkaitan dengan keandalan mesin-mesin penyusun dalam unit pembangkit untuk beroperasi. Semakin lama keandalan dari unit pembangkit akan semakin menurun seiring berjalannya waktu meskipun telah dilakukan perawatan pada unit pembangkit dan kejadian unit pembangkit untuk tidak dapat beroperasi akan semakin terjadi dan CF dari unit pembangkit tersebut juga akan semakin menurun.

Derating pada unit pembangkit menyebabkan berkurangnya daya mampu tenaga listrik yang dihasilkan dari unit dan berpengaruh pada jumlah tenaga listrik yang mampu dijual oleh unit pembangkit. Risiko dari ketidakpastian derating hanya dapat diterima oleh unit pembangkit dan tidak dapat dibebankan kepada konsumen. Salah satu cara yang dapat dilakukan adalah meminimalisir frekuensi dari derating dengan penjadwalan perawatan yang baik dari unit pembangkit untuk menjaga keandalan dari unit pembangkit.

### 3.3.3 Analisis Finansial Unit Pembangkit

Pada subbab ini dilakukan analisis finansial dari unit pembangkit untuk mengetahui proyeksi keuangan unit pembangkit selama periode evaluasi selama 20 tahun. Analisis finansial yang dilakukan antara lain sumber pendanaan proyek, depresiasi dan amortisasi, pendapatan operasional, pengeluaran operasional, laporan laba rugi, arus kas, neraca, *free cash flow*, dan indikator kelayakan finansial.

#### 3.3.3.1 Sumber Pendanaan Proyek

Berdasarkan hasil rincian investasi pada Tabel 3.1 selanjutnya akan dilakukan estimasi sumber pendanaan yang dibagi menjadi 2 jenis sumber pendanaan yakni pinjaman bank dan pendanaan sendiri. Proporsi awal yang digunakan untuk *project cost* yaitu 30/70. *Project cost* terdiri biaya investasi unit pembangkit, biaya investasi transmisi tenaga listrik, biaya pengembangan proyek serta *initial working capital*. Berikut merupakan proporsi sumber pendanaan *project cost* unit pembangkit listrik.

Tabel 3. 9 Proporsi *Project Cost*

KOMPONEN INVESTASI		Biaya
Investasi Unit Pembangkit (Termasuk PPN 10%)		Rp 288,900,007,000
Transmisi Tenaga Listrik (Termasuk PPN 10%)		Rp 15,456,658,800
Pengembangan Proyek		Rp 2,500,000,000
Initial Working Capital		Rp 2,500,000,000
<b>Total</b>		<b>Rp 309,356,665,800</b>
Pendanaan Sendiri	30 %	Rp 92,806,999,740.00
Pinjaman Bank	70 %	Rp 216,549,666,060.00

Selama proses konstruksi muncul biaya tambahan lain yaitu provisi dan *interest during construction*. Pada analisis finansial ini, kedua biaya tambahan tersebut dimasukan kedalam pendanaan sendiri sehingga proporsi pendanaannya menjadi sebagai berikut.

Tabel 3. 10 Proporsi *Project Cost* + Provisi & IDC

KOMPONEN INVESTASI + Provisi & IDC		Biaya
Investasi Unit Pembangkit (Termasuk PPN 10%)		Rp 288,900,007,000
Transmisi Tenaga Listrik (Termasuk PPN 10%)		Rp 15,456,658,800

<b>KOMPONEN INVESTASI + Provisi &amp; IDC</b>		<b>Biaya</b>
Pengembangan Proyek		Rp 2,500,000,000
Initial Working Capital		Rp 2,500,000,000
Provisi		Rp 1,082,748,330
IDC		Rp 18,054,250,178
<b>Total</b>		<b>Rp 328,493,664,309</b>
Equity	34,04 %	Rp 111,943,998,249
Bank Loan	65,96 %	Rp 216,549,666,060

Dari Tabel 3.12 diketahui proporsi akhir untuk investasi keseluruhan unit pembangkit yaitu pendanaan sendiri sebesar Rp 111.943.998.249 atau 34,04 % dari total keseluruhan investasi dan pinjaman bank sebesar Rp 216.549.666.060 atau 65,96% dari total keseluruhan investasi.

### 3.3.3.2 Depresiasi dan Amortisasi

Depresiasi dan amortisasi merupakan berkurangnya nilai sebuah aset atau benda akibat dari aktivitas penggunaan setiap harinya. Depresiasi dan amortisasi terjadi pada saat tahun pertama beroperasi dan tahun-tahun selanjutnya. Berikut contoh proyeksi depresiasi dan amortisasi pada unit pembangkit.

Tabel 3. 11 Depresiasi dan Amortisasi (IDR,Juta)

KOMPONEN INVESTASI	Harga Perolehan	Umur Asset (tahun)	Persentase Depresiasi	2018	2019	2037
Investasi Unit Pembangkit	288,900	20	5.00%	14,445	14,445	14,445
Transmisi Tenaga Listrik	15,457	20	5.00%	773	773	773
Pengembangan Proyek	2,500	20	5.00%	125	125	125
Initial Working Capital	2,500	5	20.00%	500	500	-
IDC & Financing Cost	19,137	5	20.00%	3,827	3,827	-
TOTAL BIAYA	328.494	Biaya Depresiasi & Amortisasi		19,670	19,670	15,343
	Nilai Buku Akhir Tahun			308,823	289,153	-



Pada Tabel 3.13 dapat diketahui depresiasi terjadi saat awal mulai beroperasinya unit pembangkit yaitu pada tahun 2018 hingga masa manfaat unit pembangkit berakhir pada tahun 2037. Setiap jenis investasi memiliki masa manfaat atau umur aset masing masing. Metode depresiasi yang digunakan adalah metode garis lurus atau metode *straight line* sehingga jumlah depresiasi sama besarnya setiap tahun hingga masa manfaat aset berakhir. Nilai buku akhir tahun didapatkan dari hasil pengurangan nilai buku akhir tahun sebelumnya dengan biaya depresiasi dan amortisasi setiap tahun. Detail tabel depresiasi dan amortisasi untuk unit pembangkit dapat dilihat pada Lampiran 5

#### 3.3.3.3 Pendapatan Operasional

Pendapatan yang dihasilkan dari unit pembangkit berasal dari penjualan tenaga listrik kepada konsumen. 2 faktor yang mempengaruhi pendapatan operasional unit pembangkit adalah jumlah penjualan tenaga listrik serta tarif tenaga listrik setiap kWh-nya. Berikut merupakan contoh proyeksi penjualan tenaga listrik.

Tabel 3. 12 Penjualan Tenaga Listrik

No	Komponen	2018	2019	2020
1	Presentase Penjualan	85%	100%	100%
2	Electricity Sales (Kwh)	102,531,420	120,625,200	120,625,200
3	Tarif (A+B+C+D+E ) (Rp/Kwh)	1,451.88	1,524.93	1,595.53
4	Pendapatan Listrik (IDR,Juta)	148,863,348,829	183,945,485,830	192,460,888,758

Dari Tabel 3.13 ditampilkan data pemasukan unit pembangkit yang berasal dari penjualan tenaga listrik setiap tahunnya. Penjualan tenaga listrik pada tahun pertama diasumsikan 85% dari daya mampu yang dihasilkan oleh unit pembangkit, dan semakin meningkat sesuai dengan penambahan tahun operasional. Tarif jual tenaga listrik pada data awal menggunakan tarif sesuai perhitungan pada sub bab 4.2.1 dan peningkatan tarif sesuai dengan peningkatan inflasi, kurs mata uang dan peningkatan dari harga gas yang digunakan. Sehingga dari hasil pengkalian antara tenaga listrik

yang terjual dengan tarif tenaga listrik setiap kWh-nya maka didapatkan pendapatan unit pembangkit setiap tahunnya.

#### 3.3.3.4 Pengeluaran Operasional

Pengeluaran operasional merupakan biaya yang harus dikeluarkan untuk menjalankan operasional atau produksi dari unit pembangkit. Pengeluaran dari unit pembangkit terbagi menjadi 3 golongan yaitu *fixed operation and maintenance cost*, *variable operation and maintenance* dan biaya bahan bakar yang telah dijelaskan pada sub bab 3.3.1 Perhitungan tarif jual tenaga listrik. Ketiga biaya tersebut berubah setiap tahun dan mengalami penyesuaian berdasarkan tingkat inflasi, perubahan kurs mata uang dan perubahan harga gas bahan bakar. Berikut merupakan contoh rekap pengeluaran operasional dari unit pembangkit.

Tabel 3. 13 Pengeluaran Operasional Unit Pembangkit (IDR,Juta)

No	Komponen Biaya	2018	2019	2020
<b>Fixed Operation &amp; Maintenance Cost</b>				
1	Capital Expenditure	913.32	948.37	983.43
2	Spare Part	2,676.84	2,779.58	2,882.31
3	3rd Party Contract	551.16	572.31	593.47
4	Contingency	629.88	654.05	678.23
5	Maintenance Expanse	2,550.96	2,648.86	2,746.77
6	Operation Expanse	2,487.96	2,583.45	2,678.93
7	G&A Expense	5,621.52	5,837.27	6,053.02
8	Mobile Equipment	1,102.20	1,144.50	1,186.80
<b>Total Fixed Operation &amp; Maintenance Cost</b>		16,533.84	17,168.40	17,802.96
<b>Biaya bahan Bakar</b>				
1	Gas Expenses	78,528.84	101,444.97	120,431.65
<b>Total Biaya bahan Bakar</b>		<b>78,528.84</b>	<b>101,444.97</b>	<b>120,431.65</b>
<b>Variable Operation &amp; Maintenance Cost</b>				
1	Operation Consumable	2,028.19	2,477.69	2,569.27
2	Maintenance Consumable	1,155.41	1,412.11	1,464.68
<b>Total Variable Operation &amp; Maintenance Cost</b>		3,183.60	3,889.80	4,033.94
<b>TOTAL BIAYA POKOK PENYEDIAAN</b>		<b>108,542.27</b>	<b>133,774.83</b>	<b>142,268.56</b>

Biaya pokok penyediaan juga digunakan dalam laporan keuangan untuk mencari laba rugi perusahaan, arus kas perusahaan, dan juga laporan neraca dari perusahaan. Total pendapatan operasional dari unit pembangkit akan dikurangkan dengan biaya pokok penyediaan unit pembangkit maka akan didapatkan keuntungan/kerugian operasional unit pembangkit.

### 3.3.3.5 Laba Rugi

Laporan laba rugi merepresentasikan keuangan sebuah proyek mampu menutupi pengeluaran/beban dari unit pembangkit sehingga dapat menunjukkan apakah unit pembangkit mengalami keuntungan atau kerugian dalam waktu operasi tersebut. Berikut merupakan contoh proyeksi laporan laba rugi unit pembangkit.

Tabel 3. 14 Laporan Laba Rugi (IDR,Juta)

No	Komponen	2018	2019	2020
1	Pendapatan	148,863,348,829	183,945.49	192,460.89
2	Biaya Pokok Penyediaan	(108,542,269,810)	(133,774.83)	(142,268.56)
3	EBITDA	40,321,079,019	50,170.65	50,192.33
4	Beban Depresiasi dan Amortisasi	(19,670,232,992)	(19,670.23)	(19,670.23)
5	EBIT	20,650,846,027	30,500.42	30,522.10
6	Beban Bunga	(20,522,677,028)	(19,150.14)	(17,637.64)
7	EBT	128,168,999	11,350.28	12,884.46
8	Pajak	(12,816,900)	(1,135.03)	(1,288.45)
10	<i>Earning After Tax</i>	115,352,099	10,215.25	11,596.01

Pendapatan unit pembangkit diperoleh dari penjualan tenaga listrik, biaya pokok penyediaan merupakan biaya operasional untuk menjalankan unit pembangkit, pendapatan dikurangi dengan biaya operasi akan menghasilkan EBITDA (*earning before interest, tax, depreciation and amortization*), kemudian EBITDA akan dikurangi dengan beban depresiasi dan amortisasi dari aset unit pembangkit akan menghasilkan EBIT (*earning before interest and tax*). Kemudian terdapat beban lain yaitu beban bunga dari pinjaman bank untuk investasi yang harus ditanggung setiap tahun selama masa pinjaman. Maka jika EBIT dikurangkan dengan beban bunga akan

menghasilkan EBT (*earning before tax*). Jika EBT bernilai positif maka akan dikenakan pajak pendapatan sebesar 10% dari EBT tersebut dan didapatkan pendapatan setelah pajak dari unit pembangkit, pendapatan setelah pajak inilah yang merepresentasikan unit pembangkit tersebut mengalami keuntungan atau kerugian, jika nilai EBT bernilai kurang dari sama dengan 0 maka tidak dibebankan pajak pada unit pembangkit. Dari Tabel 3.15 diketahui bahwa pada tahun pertama operasional yaitu tahun 2018, EBT unit pembangkit bernilai negatif sehingga dapat disimpulkan bahwa unit pembangkit mengalami kerugian pada tahun tersebut dan tidak dikenakan pajak. Dalam beberapa proyek masih dapat dikatakan normal jika beberapa tahun awal mengalami kerugian. Detail laporan laba rugi unit pembangkit dapat dilihat pada Lampiran 8

#### 3.3.3.6 Arus Kas

Laporan arus kas menampilkan posisi kas bersih dari sebuah usaha atau proyek dalam periode akuntansi. Berikut merupakan contoh laporan arus kas unit pembangkit yang telah beroperasi.

Tabel 3. 15 Contoh Laporan Arus Kas (Rp,Juta)

No	Rincian	2016	2017	2018	2019
A	<b>Arus Kas dari Transaksi Operasi:</b>				
1	<b>Penerimaan:</b>				
a	Penerimaan Piutang yg Lalu			-	-
b	Penerimaan Tahun ini			148,863.35	183,945.49
	<b>Total Penerimaan</b>			<b>148,863.35</b>	<b>183,945.49</b>
2	<b>Pengeluaran:</b>		33,478.27		
a	Fixed Operation & Maintenance Cost			(16,533.84)	(17,168.40)
b	Fuel Cost			(88,999.35)	(112,716.63)
c	Variable Operation & Maintenance Cost			(3,183.60)	(3,889.80)
d	Biaya Bunga			(20,522.68)	(19,150.14)
e	Pajak Pendapatan			(12.82)	(1,135.03)
	<b>Total Pengeluaran</b>			<b>(129,252.29)</b>	<b>(154,060.00)</b>

Tabel 3.17 Contoh Laporan Arus Kas (Rp,Juta)

No	Rincian	2016	2017	2018	2019
	<b>Arus Kas Operasi, Surplus/(Defisit)</b>			<b>19,611.06</b>	<b>29,885.48</b>
B	<b>Arus Kas dari Transaksi Investasi:</b>				
	All Investment	(126,837.28)	(201,481.85)		-
	<b>Total Arus Kas Trans Investasi</b>	<b>(126,837.28)</b>	<b>(201,481.85)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
C	<b>Arus Kas dari Transaksi Keuangan:</b>				
1	<b>Cash Inflow:</b>				
a	Setoran Modal Sendiri	40,917.42	70,852.05	-	
b	Penerimaan Pinjaman	85,919.87	130,629.80		
	<b>Total cash inflow</b>	<b>126,837.28</b>	<b>201,481.85</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
2	<b>Cash Outflow:</b>				
a	Cicilan Pokok Pinjaman Investasi			(13,459.23)	(14,831.76)
b	Pembayaran Dividen			-	-
	<b>Total cash outflow</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(13,459.23)</b>	<b>(14,831.76)</b>
	<b>Total Arus Kas Trans Keuangan</b>	<b>126,837.28</b>	<b>201,481.85</b>	<b>(13,459.23)</b>	<b>(14,831.76)</b>
D	<b>Arus Kas Bersih</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6,151.83</b>	<b>15,053.72</b>
E	<b>Saldo Awal Kas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6,151.83</b>
F	<b>Saldo Akhir Kas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6,151.83</b>	<b>21,205.56</b>

Dalam proyeksi arus kas unit pembangkit ini dimulai pada tahun 2016 dikarenakan merupakan tahun awal investasi dan pembangunan unit pembangkit. Secara umum perhitungan arus kas dibagi menjadi 3 bagian utama yaitu arus kas dari aktivitas operasi, arus kas dari aktivitas investasi, dan arus kas dari aktivitas pendanaan. Semua input dalam laporan arus kas sudah terhubung dengan laporan-laporan yang lain seperti laporan pendapatan operasional, pengeluaran operasional, laporan laba rugi dan laporan lainnya sehingga tidak diperlukan input manual dalam laporan arus kas. Kenaikan ataupun penurunan dalam laporan arus kas didapatkan dengan cara menjumlahkan seluruh total arus kas yang masuk dari arus kas aktivitas operasi, investasi dan pendanaan. Sedangkan untuk saldo akhir kas tiap tahun merupakan

penjumlahan arus kas awal dengan kenaikan atau penurunan arus kas pada tahun tersebut. Laporan arus kas secara keseluruhan dapat dilihat pada Lampiran 9

### 3.3.3.7 Neraca

Neraca merupakan laporan yang menunjukkan keseimbangan antara jumlah aset, liabilities dan ekuitas dari perusahaan. Neraca dapat digunakan sebagai alat verifikasi model keuangan apakah sudah benar atau belum, laporan keuangan dapat dikatakan telah terverifikasi dan benar jika kondisi neraca sudah seimbang begitu juga sebaliknya. Berikut merupakan contoh neraca dalam laporan keuangan unit pembangkit.

Tabel 3. 16 Contoh Laporan Neraca (Rp,Juta)

No	DESCRIPTION	2016	2017	2018
<b>Aset Lancar</b>				
1	Kas	-	-	6,152
2	<b>Total Current Assets</b>	-	-	6,152
	<b>Fixed and Other Assets</b>	-	-	-
3	Book Value of Fixed and Other Assets	126,837	328,319	308,823
6	<b>TOTAL ASSETS</b>	126,837	328,319	314,975
	<b>LIABILITIES AND EQUITY</b>	-	-	-
7	Current Liabilities	-	-	-
8	Account Payable	-	-	-
9	<b>Total Current Liabilities</b>	-	-	-
	<b>Long Term Liabilities</b>	-	-	-
10	Bank	85,920	216,550	203,090
11	Others	-	-	-
12	<b>Total Long Term Liabilities</b>	85,920	216,550	203,090
13	<b>Total Liabilities</b>	85,920	216,550	203,090
	<b>Equity</b>			-
14	Paid Capital	40,917	111,769	111,769
15	Other Capital	-	-	-
16	Retained Earning	-	-	-
17	Current Earning	-	-	115
18	<b>Total Equity</b>	40,917	111,769	111,885
19	<b>TOTAL LIABILITIES AND EQUITY</b>	126,837	328,319	314,975
20	Cek	-	-	-

Laporan neraca membandingkan antara total aset dan total liabilitas & ekuitas. Laporan keuangan dapat dikatakan *verified* jika total aset sama dengan total liabilitas dan ekuitas dan dapat dilihat pada bagian cek, jika bernilai 0 maka nilai total aset sama dengan total liabilitas dan ekuitas.

### 3.3.3.8 Free Cash Flow

*Free cash flow* menunjukkan aliran keuangan *inflow* dan *outflow* yang terjadi pada operasional dari unit pembangkit. Laporan *free cash flow* dapat menampilkan *net cash flow* yang diperoleh, *cumulative net cash flow*, *discounted cash flow*, dan *cumulative discounted cash flow*. Berikut merupakan contoh laporan *free cash flow* pada unit pembangkit.

Tabel 3. 17 Contoh Laporan *Free Cash Flow* (Rp,Juta)

No	DESCRIPTION	2016	2017	2018	2019
1	Pendapatan Bersih			(6,540.11)	4,154.73
2	Depresiasi dan amortisasi			19,670.23	19,670.23
3	Bunga Tidak Kena Pajak			18,470.41	17,235.13
4	Perubahan kebutuhan modal kerja			-	-
5	<i>Project Investment Cost</i>	(126,837.28)	(201,481.85)	-	-
6	<i>Total Flow</i>	(126,837.28)	(201,481.85)	38,255.99	47,120.61
7	<i>Discounted Cash Flow</i>	(116,462.50)	(169,869.06)	28,842.17	32,333.21
8	<i>Cumulative Discounted Cash Flow</i>	(116,462.50)	(286,331.56)	(253,497.30)	(221,164.09)

Dalam laporan *free cash flow* terdiri dari beberapa akun antara lain *net profit*, depresiasi dan amortisasi, bunga tidak kena pajak, perubahan modal tidak kena pajak, serta *project investment cost*. Output yang dihasilkan dalam laporan *free cash flow* antara lain *Total flow*, *discounted cash flow*, dan *cumulative discounted cash flow*.

### 3.3.3.9 IRR, NPV dan Payback Period

Setelah semua laporan dilengkapi maka dapat dicari indikator kelayakan dari sebuah bisnis. Indikator kelayakan yang digunakan antara lain NPV (*net present value*),

IRR (*interest rate of return*), dan *payback period*. NPV dan IRR dapat dihitung dengan menggunakan akun *total flow* pada laporan *free cash flow*, sedangkan untuk *payback period* dapat dilihat dari *cumulative discounted cash flow* saat bernilai sama dengan 0.

Tabel 3. 18 Indikator Kelayakan Finansial

NPV	Rp 49.725.991.000
IRR	12%
<i>Payback Period</i>	14.76 Tahun

Berdasarkan hasil perhitungan indikator kelayakan unit pembangkit, dengan penerapan skema struktur biaya A-B-C-D-E didapatkan nilai NPV sebesar Rp 49.725.991.000 dan IRR sebesar 12% serta *payback period* sebesar 14,76 tahun.



(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)

## BAB IV

### ALTERNATIF USULAN TARIF

Dalam bab ini akan dijelaskan mengenai alternatif usulan skema tarif listrik dengan mempertimbangkan faktor-faktor yang memiliki risiko ketidakpastian dan mempengaruhi analisis finansial. Dalam bab ini akan diusulkan tiga skema alternatif tarif yaitu skema tarif A-B-C-D-E, skema tarif semakin menurun sesuai dengan meningkatnya konsumsi tenaga listrik dan skema tarif *risk sharing*. Dalam subbab 3.3.2 telah diidentifikasi faktor-faktor apa saja yang memiliki ketidakpastian. Faktor-faktor tersebut antara lain penjualan tenaga listrik, kurs mata uang, harga bahan bakar, biaya operasional dan perawatan unit pembangkit serta kejadian derating pada unit pembangkit. Setiap faktor memiliki skenario ketidakpastian masing-masing dan perlu dilakukan penggambaran distribusi untuk masing-masing faktor ketidakpastian. Ketiga skema tarif listrik yang akan diusulkan akan diuji pada kondisi ketidakpastian yang sama dan dibandingkan hasil simulasi yang dihasilkan.

Penjualan tenaga listrik merupakan faktor ketidakpastian yang diakibatkan oleh ketidakpastian jumlah konsumen dan konsumsi masing-masing konsumen. Karena unit pembangkit PT X merupakan unit pembangkit baru maka tidak terdapat data historis penjualan tenaga listrik, namun penjualan tenaga listrik dapat dianalisis berdasarkan jumlah konsumen dan proyeksi kebutuhan tenaga listrik masing masing konsumen, kemudian unit pembangkit akan memperkirakan ketidakpastian yang mungkin terjadi. Berikut merupakan tabel rekap pola distribusi dari penjualan tenaga listrik tiap tahun.

Tabel 4. 1 Distribusi Konsumsi Listrik

Tahun	Distribusi Konsumsi Listrik	Tahun	Distribusi Konsumsi Listrik
2018	RiskTriang(0.65,0.85,0.9)	2028	RiskTriang(0.85,0.95,1)
2019	RiskTriang(0.7,0.85,1)	2029	RiskTriang(0.875,0.96,1)
2020	RiskTriang(0.725,0.85,1)	2030	RiskTriang(0.875,0.97,1)
2021	RiskTriang(0.725,0.875,1)	2031	RiskTriang(0.9,0.97,1)
2022	RiskTriang(0.75,0.875,1)	2032	RiskTriang(0.9,0.975,1)
2023	RiskTriang(0.775,0.9,1)	2033	RiskTriang(0.9,0.98,1)

Tabel 4. 1 Distribusi Konsumsi Listrik (Lanjutan)

Tahun	Distribusi Konsumsi Listrik	Tahun	Distribusi Konsumsi Listrik
2024	RiskTriang(0.8,0.9,1)	2034	RiskTriang(0.925,0.985,1)
2025	RiskTriang(0.8,0.925,1)	2035	RiskTriang(0.955,0.99,1)
2026	RiskTriang(0.825,0.925,1)	2036	RiskTriang(0.975,0.995,1)
2027	RiskTriang(0.85,0.925,1)	2037	RiskTriang(0.975,0.995,1)

Dari Tabel 4.1 tersebut dapat dilihat bahwa distribusi penjualan tenaga listrik semakin lama semakin meningkat dan risiko dari ketidakpastian penjualan tenaga listrik juga semakin berkurang. Hal ini dikarenakan seiring berjalannya waktu maka jumlah konsumen juga akan semakin meningkat.

Faktor lain yang memiliki perubahan nilai yang cukup cepat adalah kurs mata uang, peramalan kurs mata uang merupakan rata-rata kurs mata uang dalam setahun. Untuk mendapatkan distribusi ketidakpastian kurs mata uang, dilakukan *fitting distribution* data kurs mata uang setiap tahun dengan mempertimbangkan data setiap bulannya pada tahun tersebut. Penggambaran pola distribusi kurs mata uang ini dapat menyebabkan berubahnya nilai dari komponen biaya bahan bakar. Berikut merupakan tabel distribusi ketidakpastian dari kurs mata uang.

Tabel 4. 2 Distribusi Kurs Mata Uang

Tahun	Kurs Mata Uang	Distribusi Kurs Mata Uang
2018	13,503.82	RiskUniform(12966.62,13901.07)
2019	13,989.49	RiskUniform(13740.32,14294.94)
2020	14,410.56	RiskUniform(14160.76,14718.25)
2021	14,831.64	RiskUniform(14931.2,15491.55)
2022	15,252.71	RiskUniform(15001.65,15564.86)
2023	15,673.78	RiskUniform(15422.09,15988.17)
2024	16,094.85	RiskUniform(15842.53,16411.48)
2025	16,515.93	RiskUniform(16262.97,16834.79)
2026	16,937.00	RiskUniform(16678.59,17258.5)
2027	17,358.07	RiskUniform(17093.34,17682.28)
2028	17,779.14	RiskUniform(17508.08,18106.06)
2029	18,200.22	RiskUniform(17922.82,18529.85)
2030	18,621.29	RiskUniform(18337.56,18953.63)
2031	19,042.36	RiskUniform(18751.94,19381.74)
2032	19,463.44	RiskUniform(19166.19,19811.48)
2033	19,884.51	RiskUniform(19580.44,20241.22)

Tabel 4. 2 Distribusi Kurs Mata Uang (Lanjutan)

Tahun	Kurs Mata Uang	Distribusi Kurs Mata Uang
2034	20,305.58	RiskUniform(19994.68,20670.96)
2035	20,726.65	RiskUniform(20408.93,21100.7)
2036	21,147.73	RiskUniform(20823.17,21530.44)
2037	21,568.80	RiskUniform(21237.42,21960.18)

Tabel 4.2 menunjukkan distribusi nilai kurs mata uang, distribusi mata uang pada tahun 2018 didapatkan dari *fitting distribution* data kurs mata uang pada bulan januari 2018 hingga desember 2018 begitu juga seterusnya. Dari hasil *fitting distribution* distribusi uniform memiliki nilai error yang paling kecil, selain itu dari data historis setiap nilai mata uang memiliki probabilitas kejadian yang sama setiap bulannya.

Faktor lain yang perlu digambarkan adalah harga gas bahan bakar yang digunakan dalam operasional unit pembangkit. Harga gas Indonesia dipengaruhi oleh ICP sehingga ketidakpastian harga gas diwakili oleh data ICP sehingga data yang dilakukan *fitting distribution* adalah data ICP dan akan dikonversikan ke nilai harga gas. Berikut merupakan hasil *fitting distribution* ketidakpastian harga gas.

Tabel 4. 3 Distribusi Perubahan Harga Gas

Tahun	Harga Gas	Distribusi Perubahan Harga Gas
2018	8.1	RiskUniform(0.9,1.06)
2019	8.41	RiskUniform(0.9,1.08)
2020	8.73	RiskUniform(0.9,1.08)
2021	9.09	RiskUniform(0.9,1.08)
2022	9.49	RiskUniform(0.9,1.08)
2023	9.85	RiskUniform(0.9,1.08)
2024	10.21	RiskUniform(0.9,1.08)
2025	10.57	RiskUniform(0.9,1.08)
2026	10.93	RiskUniform(0.9,1.08)
2027	11.29	RiskUniform(0.9,1.08)
2028	11.65	RiskUniform(0.9,1.08)
2029	12.01	RiskUniform(0.9,1.08)
2030	12.37	RiskUniform(0.9,1.09)
2031	12.73	RiskUniform(0.9,1.09)
2032	13.09	RiskUniform(0.9,1.09)
2033	13.45	RiskUniform(0.9,1.09)
2034	13.81	RiskUniform(0.9,1.09)

Tabel 4. 3 Distribusi Perubahan Harga Gas

Tahun	Harga Gas	Distribusi Perubahan Harga Gas
2035	14.17	RiskUniform(0.9,1.09)
2036	14.53	RiskUniform(0.9,1.09)
2037	14.88	RiskUniform(0.9,1.09)

Distribusi perubahan harga gas menunjukkan perubahan harga gas dari kondisi yang sebenarnya, seperti contoh pada tahun 2018 distribusi yang sesuai adalah distribusi uniform(0.9, 1.06) maka jika hasil random menunjukkan nilai 0.95, maka harga gas nya adalah 0.95 dikali dengan harga gas sebesar \$ 8.1 begitu juga seterusnya. Skema ini bertujuan untuk menggambarkan naik atau turunnya biaya bahan bakar dari harga yang telah diramalkan.

Pada subbab 3.3.2, ketidakpastian dari biaya operasional dan pemeliharaan direpresentasikan melalui ketidakpastian perubahan nilai inflasi sehingga dilakukan *fitting distribution* untuk mengetahui pada data tingkat inflasi. Data yang digunakan dalam proses *fitting distribution* ditampilkan dalam Lampiran 1. Dari hasil fitting distribution untuk presentase perubahan IHK = RiskTriang (-0.0054117, 0.0019986, 0.011355). Hasil *fitting distribution* menunjukkan bahwa presentase perubahan IHK mengikuti distribusi triangular dengan parameter minimal= -0,5%, paling sering keluar = 0,19% dan maksimal = 1,1 %. Hasil distribusi tersebut akan dimasukkan dalam model keuangan untuk meniru pola ketidakpastian nilai inflasinya selama 20 tahun kedepan.

Faktor terakhir yang mempengaruhi yang mempengaruhi ketidakpastian dari derating unit pembangkit merupakan prosedur operasional unit pembangkit serta perawatan unit pembangkit. Derating dari unit pembangkit ini berkaitan dengan keandalan unit pembangkit untuk dapat beroperasi. Dalam kondisi eksistinnng, keandalan dari sebuah sistem akan semakin menurun seiring dengan berjalannya waktu. Diakarenakan unit pembangkit tidak memiliki data historis terkait derating dan *capability factor*, maka ketidakpastian derating yang berupa nilai CF akan rancang dan akan semakin menurun seiring dengan berjalannya waktu. Berikut merupakan tabel dari distribusi ketidakpastian nilai CF.

Tabel 4. 4 Ketidakpastian Derating Unit Pembangkit

Tahun	Distribusi Derating (%)	Tahun	Distribusi Derating (%)
2018	90.00%	2028	Uniform(0.885,0.9)
2019	90.00%	2029	Uniform(0.88,0.9)
2020	90.00%	2030	Uniform(0.88,0.9)
2021	Uniform(0.895,0.9)	2031	Uniform(0.88,0.9)
2022	Uniform(0.895,0.9)	2032	Uniform(0.875,0.895)
2023	Uniform(0.89,0.9)	2033	Uniform(0.875,0.895)
2024	Uniform(0.89,0.9)	2034	Uniform(0.875,0.895)
2025	Uniform(0.89,0.9)	2035	Uniform(0.875,0.895)
2026	Uniform(0.89,0.9)	2036	Uniform(0.875,0.89)
2027	Uniform(0.885,0.9)	2037	Uniform(0.87,0.89)

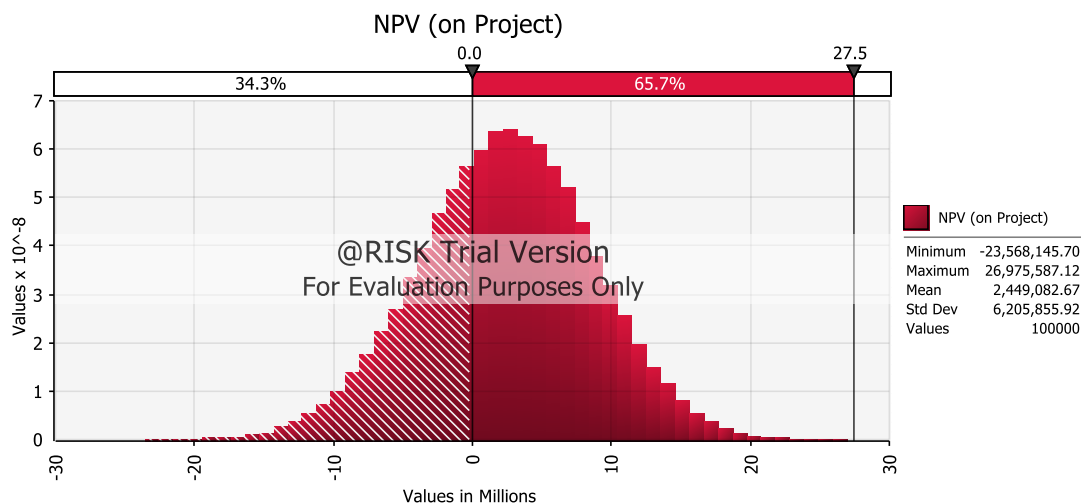
Pada beberapa tahun awal nilai, nilai CF konstan di angka 90%, hal ini dikarenakan unit pembangkit masih baru dan masih handal sehingga masih dapat memenuhi target, namun seiring berjalannya waktu, keandalan unit pembangkit akan semakin menurun dan semakin besar risiko unit pembangkit tidak dapat memenuhi CF yang telah ditargetkan.

#### 4.1 Usulan Tarif Sesuai dengan Perhitungan A-B-C-D-E

Skema tarif listrik dengan struktur biaya A-B-C-D-E merupakan skema tarif listrik awal yang digunakan dalam analisis finansial, parameter kelayakan dalam analisis finansial seperti IRR dan NPV yang dihasilkan masih diasumsikan dalam kondisi statis dan belum mempertimbangkan beberapa faktor yang mengalami ketidakpastian perubahan nilainya.

Namun untuk risiko ketidakpastian penjualan tenaga listrik tidak dilakukan mitigasi pada skema tarif listrik ini sehingga risiko tersebut akan diterima oleh unit pembangkit. Pada penerapan skema tarif listrik A-B-C-D-E ini didapatkan nilai IRR sebesar 12 % dan NPV sebesar Rp 49.7 Miliar. Dari kondisi awal ini unit pembangkit layak untuk beroperasi karena nilai IRR mencapai nilai IRR *on project* sebesar 12% dan nilai NPV yang positif.

Kemudian skema tarif listrik tersebut akan diuji pada model keuangan yang telah mengakomodasi faktor-faktor ketidakpastian yang telah diidentifikasi pola dan ketidakpastiannya untuk dicari rentang nilai IRR dan NPV skema tarif listrik tersebut pada ketidakpastian yang terjadi. Berikut merupakan hasil simulasi skema tarif A-B-C-D-E dengan menggunakan *software @risk*.



Gambar 4. 1 Hasil Simulasi Skema Tarif A-B-C-D-E

Dari hasil simulasi tersebut, saat unit pembangkit menerapkan skema tarif jual listrik dengan struktur A-B-C-D-E dan menerima risiko ketidakpastian penjualan konsumsi tenaga listrik, maka unit pembangkit hanya memiliki peluang sebesar 65,7% nilai NPV yang dihasilkan melebihi 0. Risiko tersebut tergolong risiko yang besar yaitu 34,3 % unit pembangkit akan mengalami kerugian. Risiko ini lah yang termasuk cukup besar sehingga memerlukan tindakan untuk mngurangi bahkan menghilangkan risiko tersebut dengan mengusulkan skema tarif listrik yang lain.

#### 4.2 Skema Tarif Semakin Murah Seiring Meningkatnya Konsumsi Listrik

Skema tarif lain yang coba dirancang adalah skema tarif listrik dengan mempertimbangkan penjualan tenaga listrik, semakin tinggi konsumsi tenaga listrik

maka akan semakin murah tarif tenaga listrik tersebut. Skema tarif listrik ini dibuat sebagai mitigasi risiko ketidakpastian penjualan tenaga listrik dan mentransfer risikonya kepada konsumen sehingga unit pembangkit akan terhindari dari dampak yang mungkin terjadi dan besar kecilnya konsumsi tenaga listrik tidak akan terlalu berpengaruh pada finansial unit pembangkit. Salah satu unit pembangkit yang menerapkan skema tersebut adalah PLTU Kariangau. Skema tarif listrik dari PLTU Kariangau telah disetujui oleh pemerintah dan telah diatur dalam peraturan Gubernur Kalimantan Timur No. 24 Tahun 2017, PLTU Kariangau menggunakan skema tarif listrik yang menyesuaikan dengan utilitas dan penjualan tenaga listrik dan dapat dilihat pada Tabel 1.1 skema tarif PLTU Kariangau. Unit pembangkit PT X mencoba meniru skema tarif tersebut dan dirancang skema tarif yang dikelompokkan kedalam 5 kelompok sesuai dengan penjualan tenaga listriknya dan dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 4. 5 Skema Tarif Listrik Dibagi Berdasarkan Penjualan Tenaga Listrik

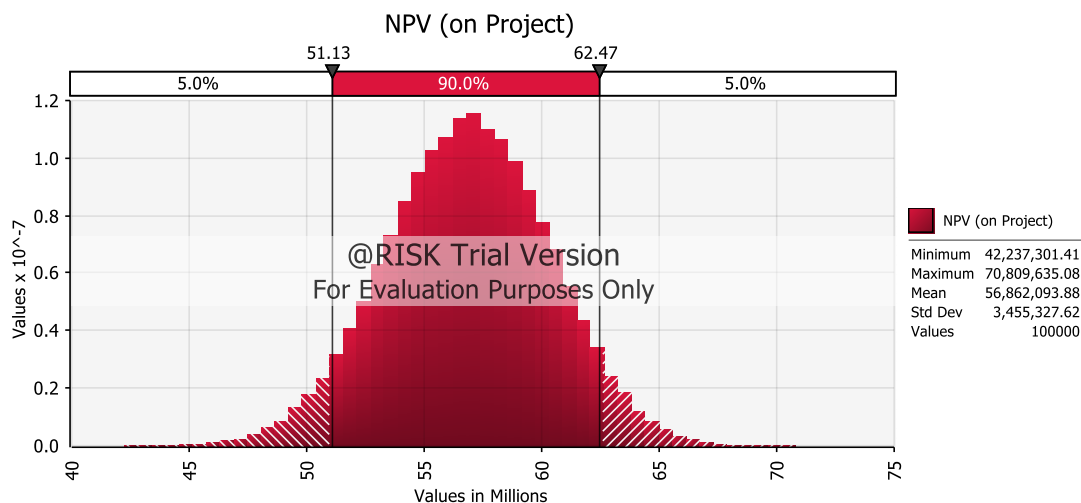
<b>Penjualan Tenaga Listrik</b>	<60%	61%-70%	71% - 80%	81% - 90%	91% - 100%
<b>Tarif ( Rp / kWh )</b>	1.788,2	1.673,22	1.589	1.524,4	1.473,52

Dari Tabel 4.2 diatas, skema tarif baru yang diuji terbagi dalam 5 kategori sesuai dengan persentase penjualan tenaga listrik, saat penjualan tenaga listrik kurang dari 60% daya yang mampu dihasilkan maka biaya listrik tiap kwh-nya menjadi Rp 1.788,2/kWh, sedangkan saat penjualan tenaga listrik diantara 61% hingga 70% dari daya mampu yang dihasilkan, biaya listrik tiap kWh turun menjadi 1.673,22. Jika penjualan tenaga listrik naik pada rentaran antara 71% hingga 80% maka tarif listrik menjadi Rp 1.589/kWh, kategori ke empat saat penjualan tenaga listrik diantara 81% dan 90% maka tarif listriknya sebesar 1.524,4 rupiah tiap kWh, dan kategori terakhir jika penjualan listrik diatas 91% dari daya mampu yang dihasilkan unit pembangkit maka tarif listriknya Rp 1.473,52/kWh.



Skema tarif listrik telah memitigasi risiko ketidakpastian dari penjualan tenaga listrik yang tidak pasti. Sedangkan untuk faktor ketidakpastian lain seperti perubahan inflasi, kurs mata uang dan juga harga bahan bakar gas akan ditransfer kepada konsumen,

Setelah ditetapkan nilai skema tarif listriknya, maka kemudian skema tersebut akan diuji dengan model keuangan deterministik untuk mengetahui indikator kelayakan yang dihasilkan jika menerapkan skema tarif tersebut. Dari hasil model kelayakan tersebut didapatkan nilai IRR sebesar 13,6% dan NPV sebesar 88,9 miliar rupiah. Sehingga secara deterministik maka skema tarif listrik tersebut layak untuk diterapkan. Setelah didapatkan indikator kelayakan finansial secara deterministik, maka skema tarif tersebut akan diuji secara stokastik dengan menggunakan model keuangan yang telah mengakomodasi ketidakpastian yang telah diidentifikasi sebelumnya. Berikut merupakan hasil simulasi dengan *software @risk* dari skema tarif yang telah ditentukan.



Gambar 4. 2 Hasil Simulasi Skema Tarif Meniru PLTU Kariangau

Dari hasil simulasi skema tarif semakin menurun seiring dengan bertambahnya tingkat konsumsi menghasilkan nilai NPV selalu lebih dari 0 atau

terhindar dari segala jenis risiko karena semua risiko telah ditransfer kepada konsumen. Mitigasi risiko konsumsi tenaga listrik termitigasi melalui *baseline* tarif listrik.

Skema tarif ini memang memang menguntungkan bagi unit pembangkit namun merugikan bagi konsumen. Hal ini dikarenakan konsumen harus menghadapi tarif listrik tiap kWh yang tidak pasti besarnya dan tergantung penjualan tenaga listrik keseluruhan setiap bulannya, selain itu skema tarif ini lebih mahal jika dibandingkan dengan skema tarif listrik A-B-C-D-E. Sehingga skema tarif ini kurang cocok jika diterapkan pada unit pembangkit PT X ini dan perlu dilakukan evaluasi pada skema tarif ini.

#### **4.3 Skema Tarif *Risk Sharing***

Secara umum, konsumen lebih senang dengan tarif listrik datar seperti pada skema tarif listrik A-B-C-D-E jika dibandingkan dengan usulan skema tarif yang meniru PLTU Kariangau, hal ini dikarenakan tarif listriknya tidak berubah-ubah dan lebih murah. Namun jika hanya menerapkan skema tarif listrik A-B-C-D-E hanya memiliki probabilitas sebesar 65,4 % nilai NPV lebih dari 0 saat *baseline* tarif Rp 1.452/kWh diterapkan. Hal ini merupakan sesuatu yang berisiko untuk dijalankan dan skema tarif listrik tersebut belum dapat dikatakan aman dalam memitigasi risiko yang ada. Skema tarif *risk sharing* adalah membagi risiko dengan cara meningkatkan nilai *baseline* tarif tenaga listrik yang digunakan dengan tujuan untuk mengurangi probabilitas tidak layaknya sebuah unit pembangkit pada tarif yang masih dianggap adil. Skema tarif dilakukan dengan cara meningkatkan besarnya *baseline* tarif yang awalnya Rp 1.452 / kWh secara bertahap namun dengan batasan tidak lebih mahal dibandingkan skema tarif yang meniru PLTU Kariangau, yang memiliki probabilitas kelayakan finansial lebih kecil dari 65,4%. Berikut merupakan usulan *baseline* tarif yang digunakan dan probabilitas nilai NPV lebih dari 0 saat skema tersebut diterapkan.

Tabel 4. 6 Sensitivitas Tarif Listrik Terhadap Probabilitas NPV

Tarif Listrik (Rp/kWh)	Probabilits NPV > 0
1452	65.40%
1454	75%
1457	85%
1459	90%
1462	95%
1467	98.6%
1473	99.8%

Dari model keuangan yang telah dibuat, dilakukan analisis sensitivitas dengan mengubah nilai tarif *baseline* yang digunakan dan pengaruhnya pada probabilitas nilai NPV lebih dari 0. pada tabel diatas atrif *baseline* coba dinaikan secara bertahap dan probabilitas risiko menjadi tidak layak yang disebabkan oleh ketidakpastian konsumsi tenaga listrik semakin berkurang. Dari hasil simulasi, didapatkan bahwa pada tarif *baseline* sebesar Rp 1473 per kWh, probabilitas nilai NPV yang dihasilkan lebih besar dari 0 sebesar 99.8% sehingga risiko unit pembangkit menjadi tidak layak bisa dianggap sangat kecil pada saat penerapan *baseline* tarif sebesar Rp 1473 per kWh. *Baseline* tarif tersebut sama dengan *baseline* tarif termurah pada skema tarif listrik yang kedua. Sehingga pada skema tariff listrik yang ketiga ini tidak akan lebih mahal tarifnya dari skema tarif listrik yang kedua dan memiliki skema tarif yang datar dan tidak memiliki ketidakpastian tarif listrik yang dipengaruhi oleh penjualan tenaga listrik. Selain itu skema tarif kedua ini juga memiliki risiko nilai NPV > 0 yang lebih besar jika dibandingkan dengan skema listrik yang pertama yaitu sebesar 99.8% sehingga risiko ketidakpastian penjualan tenaga listrik ditanggung oleh unit pembangkit dan juga konsumen.

Setelah diusulkan 3 skema tarif listrik yang diusulkan dan diuji dengan simulasi montecarlo pada kondisi ketidakpastian yang sama, maka ketiga skenario tarif dibandingkan sebagai berikut.

Tabel 4. 7 Perbandingan Antar Skenario

Kriteria Evaluasi	Skema I	Skema II	Skema III
Rata-Rata NPV	2,5 M	56,8 M	19,2 M
Standar Deviasi NPV	6,25 M	3,4M	6,4M
NPV < 0	65,4 %	100%	99,8%
20 M < NPV < 50 M	3%	3%	46,8%
NPV > 50 M	0%	97%	0%

Dari perbandingan skenario pada Tabel 4.8 didapatkan bahwa skema tarif listrik yang kedua memiliki nilai rata-rata NPV, probabilitas nilai NPV > 0, serta nilai NPV > 50 miliar rupiah lebih besar dibandingkan dengan skema tarif listrik yang pertama dan ketiga. Skema tarif listrik yang kedua memang lebih baik dibandingkan skema tarif pertama dan ketiga dalam hal profitabilitas, namun memiliki tarif listrik yang lebih mahal jika dibandingkan dengan skema tarif yang pertama dan ketiga dan dapat berpengaruh pada jumlah konsumen dari tenaga listrik dan kawasan industri tersebut sehingga unit pembangkit tidak bertujuan untuk memaksimalkan profit dan lebih meminimalisir risiko yang mungkin terjadi sehingga skema tarif listrik ketiga dirasa cocok karena memiliki probabilitas nilai NPV > 0 lebih besar jika dibandingkan dengan skema tarif listrik awal.

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

Pada bab ini dijelaskan terkait kesimpulan dari hasil penelitian dan saran untuk penelitian selanjutnya.

#### **5.1 Kesimpulan**

Kesimpulan yang didapatkan dari tugas akhir ini antara lain

1. Estimasi skema tarif dengan menggunakan struktur biaya yang umumnya digunakan oleh unit pembangkit yang menjual listriknya dengan off taker langsung ke PLN dengan mempertimbangkan struktur biaya yang terdiri dari: *Capital Cost Recovery* investasi unit pembangkit, biaya operasional & maintenance dan biaya bahan bakar menghasilkan tarif listrik sebesar Rp 1.452 / kWh. Skema tarif listrik tersebut digunakan dalam model keuangan untuk analisis finansial dan menghasilkan parameter kelayakan finansial berupa IRR sebesar 12 % sesuai dengan target IRR yang diinginkan dengan nilai NPV sebesar Rp 49,7 Miliar.
2. Dari analisis risiko, terdapat lima faktor yang menjadi sumber risiko yang diidentifikasi berpotensi mempengaruhi hasil parameter kelayakan yang ada, sehingga perlu diantisipasi / ditangani dalam skema tarif / yang diusulkan. Faktor-faktor tersebut dan metode mitigasinya antara lain:
  - a. Eskalasi atau perubahan biaya operasional dengan risikonya ditransfer kepada konsumen
  - b. Volume penjualan tenaga listrik / konsumsi listrik konsumen dengan risikonya dapat ditransfer kepada konsumen, diterima oleh unit pembangkit atau membagi risiko tersebut antara konsumen dan unit pembangkit.
  - c. Variabilitas nilai tukar mata uang USD risikonya dengan ditransfer kepada konsumen
  - d. Tarif harga beli gas serta dengan risikonya ditransfer kepada konsumen
  - e. Derating dari unit pembangkit dengan risiko diterima oleh unit pembangkit.

3. Berdasarkan risiko dan usulan alternatif penanganan risiko, maka penelitian ini merekomendasikan 3 skema tarif guna mengantisipasi risiko daya penyerapan konsumsi listrik oleh konsumen yang kesemuanya mengantisipasi risiko sesuai dengan kesimpulan poin 2. Skema Tarif yang diusulkan adalah:

- Skema Tarif Opsi I :  
Skema tarif listrik dengan menggunakan struktur tarif komponen A-B-C-D-E dengan baseline tarif Rp 1.452 / kwh.
- Skema Tarif Opsi 2 mempertimbangkan jumlah penjualan tenaga listrik dalam besarnya tarif dasar listrik seperti dijelaskan pada Tabel 4.5
- Skema tarif listrik ketiga merupakan modifikasi dari skema listrik pertama namun meminimalisir risiko nilai NPV kurang dari 0 dan didapatkan *baseline* tarif listriknya menjadi Rp 1.473 / kWh.

## **5.2 Saran**

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya adalah dalam menentukan skema tarif dan mitigasi risiko mempertimbangkan jenis konsumen tenaga listrik seperti untuk industri, rumah tangga ataupun umum.

## DAFTAR PUSTAKA

- Anityasari, M. & Wessiani, N. A., 2011. *Analisa Kelayakan Usaha*. Surabaya: Guna Widya.
- B'right PLN Batam, 2017. *B'right PLN Batam*. [Online]  
Available at: <https://www.plnbatam.com/tarif-listrik/>  
[Accessed 30 Maret 2018].
- Djohanputro, 2008. *Manajemen Risiko Korporat*. Jakarta: s.n.
- Investing.com, 2018. *Investing.com*. [Online]  
Available at: <https://id.investing.com/currencies/usd-idr-historical-data>  
[Accessed 22 Mei 2018].
- Kelton, W. D. & Law, A. M., 1991. *Simulation Modelling & Analysis*. 2nd ed. New York: McGraw-Hill Inc.
- Maksum, H. & Rivai, A., 2015. Komponen Penentuan Harga Jual Tenaga Listrik Dari Pembangkit Listrik Tenaga Uap Batubara Skala Kecil (PLTU B-SK). *M&E*, 13(2), pp. 76-84.
- Peraturan Gubernur Kalimantan Timur No. 24 Tahun 2017. (2017). Tentang Penentuan Tarif PLTU Kariangau Kalimantan Timur
- Peraturan Gubernur Kepulauan Riau No. 21 tahun 2017. (2017). Tentang Kenaikan Tarif Listrik
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 28 tahun 2012. (2012). Tentang Tata Cara Permohonan Wilayah Usaha Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum.
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 35 tahun 2013. (2013). Tata Cara Perizinan Ketenagalistrikan.
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia no. 41 tahun 2017. (2017). Tarif Tenaga Listrik PLN.

- PT PLN (Persero), 2014. *Penerapan Tarif Listrik Tahun 2014: bagi Golongan Tarif Non-Subsidi dan Penghapusan Subsidi Listrik bagi 13 dan 14*. Jakarta: PT PLN Persero.
- PT PricewaterhouseCoopers Indonesia, 2016. *Pembangkit Terintegrasi: Manfaat Ekonomi Captive Power di Kawasan Industri di Indonesia*, Jakarta: PT PricewaterhouseCoopers Indonesia.
- Pujawan, I. N., 2004. *Ekonomi Teknik*. Surabaya: Guna Widya.
- Samuelson, 2004. *Ilmu Makroekonomi*. Jakarta: Media Global Edukasi.
- Undang-Undang Republik Indonesia No. 30 tahun 2009. (2009). Tentang Ketenagalistrikan.



## Lampiran

### Lampiran 1: Data Historis dan Peramalan Inflasi

Tahun	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
Bulan	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi
Januari	118.71	-0.24%	123.62	0.51%	127.94	0.97%	132.1	0.62%	137	0.33%	142.34	0.31%
Februari	118.28	-0.36%	123.51	-0.09%	128.24	0.23%	132.32	0.17%	137.45	0.32%	142.78	0.31%
Maret	118.48	0.17%	123.75	0.19%	128.22	-0.02%	132.58	0.20%	137.89	0.32%	143.23	0.31%
April	118.91	0.36%	123.19	-0.45%	128.33	0.09%	133	0.32%	138.34	0.32%	143.67	0.31%
Mei	119.5	0.50%	123.48	0.24%	128.83	0.39%	133.45	0.33%	138.78	0.32%	144.11	0.31%
Juni	120.14	0.54%	124.29	0.66%	129.72	0.69%	133.89	0.33%	139.22	0.32%	144.56	0.31%
Juli	121.26	0.93%	125.15	0.69%	130	0.22%	134.33	0.33%	139.67	0.32%	145	0.31%
Agustus	121.73	0.39%	125.13	-0.02%	129.91	-0.07%	134.78	0.33%	140.11	0.32%	145.45	0.31%
September	121.67	-0.05%	125.41	0.22%	130.08	0.13%	135.22	0.33%	140.56	0.32%	145.89	0.31%
Oktober	121.57	-0.08%	125.59	0.14%	130.09	0.01%	135.67	0.33%	141	0.32%	146.34	0.30%
November	121.82	0.21%	126.18	0.47%	130.35	0.20%	136.11	0.33%	141.45	0.32%	146.78	0.30%
Desember	122.99	0.96%	126.71	0.42%	131.28	0.71%	136.56	0.33%	141.89	0.31%	147.23	0.30%
Inflasi	3.31%		2.99%		3.55%		3.95%		3.84%		3.70%	

### Data Historis dan Peramalan Inflasi (Lanjutan)

Tahun	2021		2022		2023		2024		2025		2026	
Bulan	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi
Januari	147.67	0.30%	153	0.29%	158.34	0.28%	163.67	0.27%	169.01	0.26%	174.34	0.26%
Februari	148.11	0.30%	153.45	0.29%	158.78	0.28%	164.12	0.27%	169.45	0.26%	174.79	0.25%
Maret	148.56	0.30%	153.89	0.29%	159.23	0.28%	164.56	0.27%	169.9	0.26%	175.23	0.25%
April	149	0.30%	154.34	0.29%	159.67	0.28%	165.01	0.27%	170.34	0.26%	175.67	0.25%
Mei	149.45	0.30%	154.78	0.29%	160.12	0.28%	165.45	0.27%	170.79	0.26%	176.12	0.25%
Juni	149.89	0.30%	155.23	0.29%	160.56	0.28%	165.9	0.27%	171.23	0.26%	176.56	0.25%
Juli	150.34	0.30%	155.67	0.29%	161.01	0.28%	166.34	0.27%	171.67	0.26%	177.01	0.25%
Agustus	150.78	0.30%	156.12	0.29%	161.45	0.28%	166.78	0.27%	172.12	0.26%	177.45	0.25%
September	151.23	0.29%	156.56	0.28%	161.89	0.28%	167.23	0.27%	172.56	0.26%	177.9	0.25%
Oktober	151.67	0.29%	157.01	0.28%	162.34	0.27%	167.67	0.27%	173.01	0.26%	178.34	0.25%
November	152.12	0.29%	157.45	0.28%	162.78	0.27%	168.12	0.27%	173.45	0.26%	178.79	0.25%
Desember	152.56	0.29%	157.89	0.28%	163.23	0.27%	168.56	0.26%	173.9	0.26%	179.23	0.25%
Inflasi	3.56%		3.44%		3.33%		3.22%		3.12%		3.03%	

**Data Historis dan Peramalan Inflasi (Lanjutan)**

Tahun	2027		2028		2029		2030		2031		2032	
Bulan	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi
Januari	179.68	0.25%	185.01	0.24%	190.34	0.23%	195.68	0.23%	201.01	0.22%	206.35	0.22%
Februari	180.12	0.25%	185.45	0.24%	190.79	0.23%	196.12	0.23%	201.46	0.22%	206.79	0.22%
Maret	180.56	0.25%	185.9	0.24%	191.23	0.23%	196.57	0.23%	201.9	0.22%	207.24	0.21%
April	181.01	0.25%	186.34	0.24%	191.68	0.23%	197.01	0.23%	202.35	0.22%	207.68	0.21%
Mei	181.45	0.25%	186.79	0.24%	192.12	0.23%	197.46	0.23%	202.79	0.22%	208.12	0.21%
Juni	181.9	0.24%	187.23	0.24%	192.57	0.23%	197.9	0.23%	203.23	0.22%	208.57	0.21%
Juli	182.34	0.24%	187.68	0.24%	193.01	0.23%	198.35	0.22%	203.68	0.22%	209.01	0.21%
Agustus	182.79	0.24%	188.12	0.24%	193.46	0.23%	198.79	0.22%	204.12	0.22%	209.46	0.21%
September	183.23	0.24%	188.57	0.24%	193.9	0.23%	199.23	0.22%	204.57	0.22%	209.9	0.21%
Oktober	183.68	0.24%	189.01	0.24%	194.34	0.23%	199.68	0.22%	205.01	0.22%	210.35	0.21%
November	184.12	0.24%	189.45	0.24%	194.79	0.23%	200.12	0.22%	205.46	0.22%	210.79	0.21%
Desember	184.57	0.24%	189.9	0.23%	195.23	0.23%	200.57	0.22%	205.9	0.22%	211.24	0.21%
Inflasi	2.94%		2.85%		2.77%		2.70%		2.63%		2.56%	

### Data Historis dan Peramalan Inflasi (Lanjutan)

Tahun	2033		2034		2035		2036		2037	
Bulan	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi	IHK	Inflasi
Januari	211.68	0.21%	217.01	0.21%	222.35	0.20%	227.68	0.20%	233.02	0.19%
Februari	212.13	0.21%	217.46	0.20%	222.79	0.20%	228.13	0.20%	233.46	0.19%
Maret	212.57	0.21%	217.9	0.20%	223.24	0.20%	228.57	0.19%	233.91	0.19%
April	213.01	0.21%	218.35	0.20%	223.68	0.20%	229.02	0.19%	234.35	0.19%
Mei	213.46	0.21%	218.79	0.20%	224.13	0.20%	229.46	0.19%	234.8	0.19%
Juni	213.9	0.21%	219.24	0.20%	224.57	0.20%	229.91	0.19%	235.24	0.19%
Juli	214.35	0.21%	219.68	0.20%	225.02	0.20%	230.35	0.19%	235.68	0.19%
Agustus	214.79	0.21%	220.13	0.20%	225.46	0.20%	230.79	0.19%	236.13	0.19%
September	215.24	0.21%	220.57	0.20%	225.91	0.20%	231.24	0.19%	236.57	0.19%
Oktober	215.68	0.21%	221.02	0.20%	226.35	0.20%	231.68	0.19%	237.02	0.19%
November	216.13	0.21%	221.46	0.20%	226.79	0.20%	232.13	0.19%	237.46	0.19%
Desember	216.57	0.21%	221.9	0.20%	227.24	0.20%	232.57	0.19%	237.91	0.19%
Inflasi	2.50%		2.44%		2.38%		2.32%		2.27%	

**Lampiran 2: Peramalan Kurs Mata Uang (Rp)**

Bulan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Januari	13,039	13,783	14,204	14,624	15,045	15,466	15,886	16,307	16,728	17,148
Februari	13,395	13,860	14,282	14,704	15,126	15,548	15,970	16,392	16,813	17,235
Maret	13,415	13,915	14,338	14,760	15,183	15,605	16,028	16,450	16,873	17,295
April	13,563	13,981	14,404	14,827	15,251	15,674	16,098	16,521	16,944	17,368
Mei	13,545	14,191	14,619	15,048	15,476	15,905	16,333	16,762	17,191	17,619
Juni	13,476	14,017	14,439	14,862	15,284	15,706	16,129	16,551	16,974	17,396
Juli	13,400	13,815	14,231	14,646	15,061	15,477	15,892	16,308	16,723	17,139
Agustus	13,474	13,891	14,308	14,724	15,141	15,557	15,974	16,391	16,807	17,224
September	13,573	13,991	14,410	14,829	15,247	15,666	16,084	16,503	16,921	17,340
Oktober	13,537	13,954	14,370	14,787	15,203	15,619	16,036	16,452	16,869	17,285
November	13,801	14,224	14,647	15,070	15,494	15,917	16,340	16,764	17,187	17,610
Desember	13,829	14,252	14,675	15,098	15,522	15,945	16,368	16,791	17,214	17,637
Kurs	13,504	13,990	14,411	14,832	15,253	15,674	16,095	16,516	16,937	17,358

Bulan	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Januari	17,569	17,990	18,410	18,831	19,252	19,672	20,093	20,514	20,934	21,355
Februari	17,657	18,079	18,501	18,923	19,345	19,767	20,189	20,611	21,033	21,454
Maret	17,718	18,140	18,563	18,985	19,408	19,830	20,253	20,675	21,098	21,520
April	17,791	18,215	18,638	19,061	19,485	19,908	20,332	20,755	21,178	21,602
Mei	18,048	18,476	18,905	19,333	19,762	20,190	20,619	21,047	21,476	21,905
Juni	17,818	18,241	18,663	19,086	19,508	19,930	20,353	20,775	21,197	21,620
Juli	17,554	17,970	18,385	18,800	19,216	19,631	20,047	20,462	20,878	21,293
Agustus	17,641	18,057	18,474	18,891	19,307	19,724	20,141	20,557	20,974	21,390
September	17,759	18,177	18,596	19,014	19,433	19,851	20,270	20,688	21,107	21,526
Oktober	17,702	18,118	18,535	18,951	19,367	19,784	20,200	20,617	21,033	21,450
November	18,033	18,457	18,880	19,303	19,727	20,150	20,573	20,996	21,420	21,843
Desember	18,060	18,483	18,906	19,329	19,752	20,176	20,599	21,022	21,445	21,868
Kurs	17,779	18,200	18,621	19,042	19,464	19,884	20,306	20,727	21,148	21,569

**Lampiran 3: Data Historis dan Peramalan ICP (\$ / Barrel)**

Bulan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Januari	45.3	27.49	51.88	65.59	62.52	65.24	68.00	70.69	73.41	76.13	78.85	81.58	84.30
Februari	54.32	28.54	52.05	61.61	64.96	67.80	70.67	73.50	76.34	79.19	82.04	84.88	87.73
Maret	53.66	34.17	48.71	61.87	65.85	68.72	72.16	74.48	77.36	80.24	83.12	86.00	88.88
April	57.48	37.2	49.56	67.43	70.56	73.70	76.10	79.96	83.09	86.23	89.36	92.49	95.62
Mei	61.86	44.68	47.09	66.22	69.25	70.58	74.62	78.37	81.41	84.44	87.48	90.52	93.56
Juni	59.45	44.5	43.66	63.87	66.75	69.62	71.81	75.37	78.25	81.12	84.00	86.87	89.75
Juli	51.82	40.7	45.48	59.88	62.49	63.52	67.08	70.34	72.95	75.56	78.18	80.79	83.41
Agustus	42.81	41.11	48.43	57.56	60.01	62.47	64.68	67.39	69.84	72.30	74.76	77.21	79.67
September	49.67	42.17	52.47	63.01	65.78	68.54	70.63	74.08	76.84	79.61	82.37	85.14	87.91
Oktober	43.68	46.64	54.02	63.20	65.96	68.72	70.80	74.24	77.00	79.75	82.51	85.27	88.03
November	41.44	43.25	59.34	63.24	65.99	68.73	71.66	74.21	76.96	79.70	82.44	85.18	87.93
Desember	35.48	51.09	60.9	64.94	67.76	69.56	72.71	76.23	79.06	81.88	84.70	87.53	90.35
Rata Rata ICP	49.7	40.1	51.1	63.2	65.7	68.1	70.9	74.1	76.9	79.7	82.5	85.3	88.1

Bulan	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Januari	87.02	89.74	92.46	95.19	97.91	100.63	103.35	106.07	108.80	111.52
Februari	90.57	93.42	96.27	99.11	101.96	104.80	107.65	110.50	113.34	116.19
Maret	91.76	94.64	97.51	100.39	103.27	106.15	109.03	111.91	114.79	117.67
April	98.76	101.89	105.02	108.16	111.29	114.42	117.55	120.69	123.82	126.95
Mei	96.59	99.63	102.67	105.71	108.75	111.78	114.82	117.86	120.90	123.93
Juni	92.62	95.50	98.37	101.25	104.12	107.00	109.87	112.75	115.62	118.50
Juli	86.02	88.64	91.25	93.87	96.48	99.09	101.71	104.32	106.94	109.55
Agustus	82.13	84.58	87.04	89.50	91.96	94.41	96.87	99.33	101.78	104.24
September	90.67	93.44	96.20	98.97	101.73	104.50	107.27	110.03	112.80	115.56
Oktober	90.79	93.55	96.31	99.06	101.82	104.58	107.34	110.10	112.86	115.61
November	90.67	93.41	96.15	98.90	101.64	104.38	107.12	109.86	112.61	115.35
Desember	93.18	96.00	98.82	101.65	104.47	107.30	110.12	112.94	115.77	118.59
Rata Rata ICP	90.9	93.7	96.5	99.3	102.1	104.9	107.7	110.5	113.3	116.1



**Lampiran 4: Eskalasi kenaikan Tarif**

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Inflasi	3.95%	3.84%	3.70%	3.56%	3.44%	3.33%	3.22%	3.12%	3.03%	2.94%
Kurs Mata Uang	13,500	13,990	14,411	14,832	15,253	15,674	16,095	16,516	16,937	17,358
Harga Gas (\$)	8.1	8.41	8.73	9.09	9.49	9.85	10.21	10.57	10.93	11.29
Biaya Investasi Pembangkit (A) (Rp/Kwh)	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39
Fixed O&M Cost (B) (Rp/Kwh)	141.75	147.19	152.63	158.07	163.51	168.95	174.39	179.83	185.27	190.71
Biaya Bahan Bakar (C) (Rp/Kwh)	868.02	934.44	998.40	1,069.95	1,149.37	1,225.82	1,304.67	1,385.94	1,469.59	1,555.64
Variable O&M Cost (D) (Rp/Kwh)	31.05	32.25	33.44	34.70	36.02	37.28	38.54	39.80	41.06	42.32
Biaya Transmisi(E) (Rp/Kwh)	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67
<b>Tarif (A+B+C+D+E ) (Rp/Kwh)</b>	<b>1,451.88</b>	<b>1,524.93</b>	<b>1,595.53</b>	<b>1,673.78</b>	<b>1,759.97</b>	<b>1,843.11</b>	<b>1,928.67</b>	<b>2,016.63</b>	<b>2,106.98</b>	<b>2,199.74</b>

Tahun	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Inflasi	2.85%	2.77%	2.70%	2.63%	2.56%	2.50%	2.44%	2.38%	2.32%	2.27%
Kurs Mata Uang	17,779	18,200	18,621	19,042	19,464	19,884	20,306	20,727	21,148	21,569
Harga Gas	11.65	12.01	12.37	12.73	13.09	13.45	13.81	14.17	14.53	14.88
Biaya Investasi Pembangkit (A) (Rp/Kwh)	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39	390.39
Fixed O&M Cost (B) (Rp/Kwh)	196.15	201.59	207.03	212.47	217.91	223.35	228.79	234.23	239.67	245.11
Biaya Bahan Bakar (C) (Rp/Kwh)	1,644.12	1,734.99	1,828.26	1,923.91	2,022.01	2,122.47	2,225.38	2,330.64	2,438.34	2,548.43
Variable O&M Cost (D) (Rp/Kwh)	43.58	44.84	46.10	47.36	48.62	49.88	51.14	52.39	53.65	54.91
Biaya Transmisi(E) (Rp/Kwh)	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67
<b>Tarif (A+B+C+D+E ) (Rp/Kwh)</b>	<b>2,294.91</b>	<b>2,392.48</b>	<b>2,492.45</b>	<b>2,594.81</b>	<b>2,699.60</b>	<b>2,806.76</b>	<b>2,916.37</b>	<b>3,028.33</b>	<b>3,142.72</b>	<b>3,259.51</b>

**Lampiran 5: Depresiasi dan Amortisasi (Rp,Juta)**

KOMPONEN INVESTASI/MODIFIKASI	Harga Perolehan	Umur Asset (tahun)	Biaya Dep & Amort	2018	2019	2020	2021	2022
Investasi Unit Pembangkit (Termasuk PPN 10%)	288,900	20	5.00%	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445
Transmisi Tenaga Listrik (Termasuk PPN 10%)	15,457	20	5.00%	773	773	773	773	773
Pengembangan Proyek	2,500	20	5.00%	125	125	125	125	125
Initial Working Capital	2,500	5	20.00%	500	500	500	500	500
IDC & Financing Cost	19,137	5	20.00%	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827
TOTAL BIAYA	328,494	BIAYA DEPRESIASI & AMORTISASI		19,670	19,670	19,670	19,670	19,670
NILAI BUKU AKHIR TAHUN				308,823	289,153	269,483	249,813	230,142

KOMPONEN INVESTASI/MODIFIKASI	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Investasi Unit Pembangkit (Termasuk PPN 10%)	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445
Transmisi Tenaga Listrik (Termasuk PPN 10%)	773	773	773	773	773	773	773	773
Pengembangan Proyek	125	125	125	125	125	125	125	125
Initial Working Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
IDC & Financing Cost	-	-	-	-	-	-	-	-

KOMPONEN INVESTASI/MODIFIKASI	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BIAYA DEPRESIASI & AMORTISASI	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343
NILAI BUKU AKHIR TAHUN	214,800	199,457	184,114	168,771	153,428	138,085	122,743	107,400

KOMPONEN INVESTASI/MODIFIKASI	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Investasi Unit Pembangkit (Termasuk PPN 10%)	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445
Transmisi Tenaga Listrik (Termasuk PPN 10%)	773	773	773	773	773	773	773
Pengembangan Proyek	125	125	125	125	125	125	125
Initial Working Capital	-	-	-	-	-	-	-
IDC & Financing Cost	-	-	-	-	-	-	-
BIAYA DEPRESIASI & AMORTISASI	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343
NILAI BUKU AKHIR TAHUN	92,057	76,714	61,371	46,028	30,686	15,343	(0)

**Lampiran 6: Pendapatan Operasional Unit Pembangkit**

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Presentase Penjualan	85%	100%	100%	100%	100%	100%
Penjualan Listrik (kWh)	102,531,420	120,625,200	120,625,200	120,625,200	120,625,200	120,625,200
<b>Tarif (A+B+C+D+E ) (Rp/Kwh)</b>	<b>1,451.88</b>	<b>1,524.93</b>	<b>1,595.53</b>	<b>1,673.78</b>	<b>1,759.97</b>	<b>1,843.11</b>
<b>Pendapatan Tarif Listrik</b>	<b>148,863,348,829</b>	<b>183,945,485,830</b>	<b>192,460,888,758</b>	<b>201,900,370,998</b>	<b>212,296,379,851</b>	<b>222,326,350,859</b>

Tahun	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Presentase Penjualan	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Penjualan Listrik (kWh)	120,625,200	120,625,200	120,625,200	120,625,200	120,625,200	120,625,200
<b>Tarif (A+B+C+D+E ) (Rp/Kwh)</b>	<b>1,928.67</b>	<b>2,016.63</b>	<b>2,106.98</b>	<b>2,199.74</b>	<b>2,294.91</b>	<b>2,392.48</b>
<b>Pendapatan Tarif Listrik</b>	<b>232,646,158,766</b>	<b>243,255,803,768</b>	<b>254,155,286,038</b>	<b>265,344,605,728</b>	<b>276,823,762,973</b>	<b>288,592,757,896</b>

Tahun	2030	2031	2032	2033
Presentase Penjualan	100%	100%	100%	100%
Penjualan Listrik (kWh)	120,625,200	120,625,200	120,625,200	120,625,200
<b>Tarif (A+B+C+D+E ) (Rp/Kwh)</b>	<b>2,492.45</b>	<b>2,594.81</b>	<b>2,699.60</b>	<b>2,806.76</b>
<b>Pendapatan Tarif Listrik</b>	<b>300,651,590,602</b>	<b>313,000,261,190</b>	<b>325,638,769,747</b>	<b>338,567,116,350</b>

Tahun	2034	2035	2036	2037
Presentase Penjualan	100%	100%	100%	100%
Penjualan Listrik (kWh)	120,625,200	120,625,200	120,625,200	120,625,200
<b>Tarif (A+B+C+D+E ) (Rp/Kwh)</b>	<b>2,916.37</b>	<b>3,028.33</b>	<b>3,142.72</b>	<b>3,259.51</b>
<b>Pendapatan Tarif Listrik</b>	<b>351,785,301,071</b>	<b>365,293,323,975</b>	<b>379,091,185,119</b>	<b>393,178,884,557</b>

**Lampiran 7: Pengeluaran Operasional Unit (Rp,Juta)**

No	Komponen Biaya	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Capital Expenditure	913.32	948.37	983.43	1,018.48	1,053.53	1,088.58	1,123.64
2	Spare Part	2,676.84	2,779.58	2,882.31	2,985.05	3,087.78	3,190.52	3,293.25
3	3rd Party Contract	551.16	572.31	593.47	614.62	635.77	656.93	678.08
4	Contingency	629.88	654.05	678.23	702.4	726.58	750.75	774.93
5	Maintenance Expanse	2,550.96	2,648.86	2,746.77	2,844.67	2,942.58	3,040.48	3,138.38
6	Operation Expanse	2,487.96	2,583.45	2,678.93	2,774.42	2,869.91	2,965.39	3,060.88
7	G&A Expense	5,621.52	5,837.27	6,053.02	6,268.77	6,484.52	6,700.27	6,916.02
8	Mobile Equipment	1,102.20	1,144.50	1,186.80	1,229.11	1,271.41	1,313.71	1,356.01
<b>Total Fixed Operation &amp; Maintenance Cost</b>		16,533.84	17,168.40	17,802.96	18,437.52	19,072.08	19,706.63	20,341.18
1	Gas Expenses	78,528.84	101,445.04	120,431.82	129,062.46	38,643.51	147,864.69	157,376.47
<b>Total Biaya bahan Bakar</b>		78,528.84	101,445.04	120,431.82	129,062.46	138,643.51	147,864.69	157,376.47
1	Operation Consumable	2,028.19	2,477.69	2,569.27	2,660.84	2,752.42	2,844.00	2,935.57
2	Maintenance Consumable	1,155.48	1,412.11	1,464.68	1,525.09	1,593.06	1,653.38	1,713.70
<b>Total Variable Operation &amp; Maintenance Cost</b>		3,183.60	3,889.80	4,033.94	4,185.93	4,345.48	4,497.38	4,649.27
<b>TOTAL BIAYA POKOK PENYEDIAAN</b>		<b>108,542.27</b>	<b>133,774.83</b>	<b>142,268.73</b>	<b>151,685.91</b>	<b>162,061.07</b>	<b>172,068.70</b>	<b>182,366.92</b>

No	Komponen Biaya	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Capital Expenditure	1,158.69	1,193.74	1,228.79	1,263.84	1,298.90	1,333.95	1,369.00
2	Spare Part	3,395.99	3,498.72	3,601.45	3,704.19	3,806.92	3,909.65	4,012.39
3	3rd Party Contract	699.23	720.38	741.54	762.69	783.84	805	826.15
4	Contingency	799.1	823.27	847.45	871.62	895.8	919.97	944.14
5	Maintenance Expanse	3,236.29	3,334.19	3,432.09	3,529.99	3,627.90	3,725.80	3,823.70
6	Operation Expanse	3,156.36	3,251.85	3,347.33	3,442.82	3,538.30	3,633.78	3,729.27
7	G&A Expense	7,131.77	7,347.51	7,563.26	7,779.01	7,994.75	8,210.50	8,426.24
8	Mobile Equipment	1,398.31	1,440.61	1,482.91	1,525.21	1,567.51	1,609.82	1,652.12
<b>Total Fixed Operation &amp; Maintenance Cost</b>		20,975.73	21,610.28	22,244.83	22,879.37	23,513.92	24,148.46	24,783.00
1	Gas Expenses	167,178.94	177,269.57	187,649.98	198,322.05	209,283.06	220,533.92	232,072.59
<b>Total Biaya bahan Bakar</b>		167,178.94	177,269.57	187,649.98	198,322.05	209,283.06	220,533.92	232,072.59
1	Operation Consumable	3,027.15	3,118.73	3,210.30	3,301.88	3,393.45	3,485.03	3,576.60
2	Maintenance Consumable	1,774.02	1,834.34	1,894.66	1,954.98	2,015.29	2,075.61	2,135.93
<b>Total Variable Operation &amp; Maintenance Cost</b>		4,801.17	4,953.06	5,104.96	5,256.85	5,408.75	5,560.64	5,712.53
<b>TOTAL BIAYA POKOK PENYEDIAAN</b>		<b>192,955.84</b>	<b>203,832.91</b>	<b>214,999.77</b>	<b>226,458.27</b>	<b>238,205.72</b>	<b>250,243.02</b>	<b>262,568.13</b>



No	Komponen Biaya	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Capital Expenditure	1,404.05	1,439.10	1,474.15	1,509.21	1,544.26	1,579.31
2	Spare Part	4,115.12	4,217.85	4,320.58	4,423.32	4,526.05	4,628.78
3	3rd Party Contract	847.3	868.45	889.61	910.76	931.91	953.06
4	Contingency	968.32	992.49	1,016.66	1,040.84	1,065.01	1,089.19
5	Maintenance Expanse	3,921.60	4,019.50	4,117.40	4,215.31	4,313.21	4,411.11
6	Operation Expanse	3,824.75	3,920.24	4,015.72	4,111.20	4,206.69	4,302.17
7	G&A Expense	8,641.99	8,857.73	9,073.48	9,289.22	9,504.96	9,720.71
8	Mobile Equipment	1,694.42	1,736.72	1,779.02	1,821.32	1,863.62	1,905.92
<b>Total Fixed Operation &amp; Maintenance Cost</b>		25,417.54	26,052.09	26,686.63	27,321.17	27,955.70	28,590.24
1	Gas Expenses	243,905.17	256,023.42	268,436.91	281,133.64	294,124.68	307,404.43
<b>Total Biaya bahan Bakar</b>		243,905.17	256,023.42	268,436.91	281,133.64	294,124.68	307,404.43
1	Operation Consumable	3,668.18	3,759.75	3,851.33	3,942.90	4,034.48	4,126.05
2	Maintenance Consumable	2,196.25	2,256.57	2,316.89	2,377.21	2,437.52	2,497.84
<b>Total Variable Operation &amp; Maintenance Cost</b>		5,864.43	6,016.32	6,168.22	6,320.11	6,472.00	6,623.90
<b>TOTAL BIAYA POKOK PENYEDIAAN</b>		<b>275,187.14</b>	<b>288,091.83</b>	<b>301,291.75</b>	<b>314,774.91</b>	<b>328,552.38</b>	<b>342,618.57</b>

### Lampiran 8: Laba Rugi

No	Komponen	2018	2019	2020	2021
1	Pendapatan Listrik	148,863,348,829	183,945.49	192,461,054,852	201,899,911,787
2	Biaya Pokok Penyediaan	(108,542,269,810)	(133,774.83)	(142,268,725,866)	(151,685,906,844)
3	EBITDA	40,321,079,019	50,170.65	50,192,328,987	50,214,004,943
4	Beban Depresiasi dan Amortisasi	(19,670,232,992)	(19,670.23)	(19,670,232,992)	(19,670,232,992)
5	EBIT	20,650,846,027	30,500.42	30,522,095,995	30,543,771,951
6	Interest	(20,522,677,028)	(19,150.14)	(17,637,640,949)	(15,970,898,574)
7	EBT	128,168,999	11,350.28	12,884,455,046	14,572,873,378
8	Pajak	(12,816,900)	(1,135.03)	(1,288,445,505)	(1,457,287,338)
9	Earning After Tax	115,352,099	10,215.25	11,596,009,541	13,115,586,040

No	Komponen	2022	2023	2024	2025
1	Pendapatan Listrik	212,296,754,796	222,326,054,664	232,645,956,267	243,256,545,842
2	Biaya Pokok Penyediaan	(162,061,073,972)	(172,068,698,029)	(182,366,923,882)	(192,955,837,762)
3	EBITDA	50,235,680,823	50,257,356,635	50,279,032,385	50,300,708,079
4	Beban Depresiasi dan Amortisasi	(19,670,232,992)	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)
5	EBIT	30,565,447,832	34,914,523,345	34,936,199,095	34,957,874,789
6	Interest	(14,134,186,445)	(12,110,171,519)	(9,879,753,179)	(7,421,882,978)
7	EBT	16,431,261,387	22,804,351,826	25,056,445,916	27,535,991,812
8	Pajak	(1,643,126,139)	(2,280,435,183)	(2,505,644,592)	(2,753,599,181)
9	Earning After Tax	14,788,135,248	20,523,916,644	22,550,801,325	24,782,392,631

No	Komponen	2026	2027	2028	2029
1	Pendapatan Listrik	254,155,293,000	265,343,827,574	276,824,008,823	288,593,134,224
2	Biaya Pokok Penyediaan	(203,832,909,278)	(214,999,768,256)	(226,458,273,952)	(238,205,723,839)
3	EBITDA	50,322,383,722	50,344,059,318	50,365,734,871	50,387,410,385
4	Beban Depresiasi dan Amortisasi	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)
5	EBIT	34,979,550,432	35,001,226,028	35,022,901,581	35,044,577,095
6	Interest	(4,713,366,007)	(1,728,642,005)	-	-
7	EBT	30,266,184,425	33,272,584,023	35,022,901,581	35,044,577,095
8	Pajak	(3,026,618,443)	(3,327,258,402)	(3,502,290,158)	(3,504,457,709)
9	Earning After Tax	27,239,565,983	29,945,325,620	31,520,611,423	31,540,119,385

No	Komponen	2030	2031	2032	2033
1	Pendapatan Listrik	300,652,104,766	312,998,889,337	325,639,581,649	338,565,942,227
2	Biaya Pokok Penyediaan	(250,243,018,903)	(262,568,128,031)	(275,187,144,930)	(288,091,830,122)
3	EBITDA	50,409,085,862	50,430,761,307	50,452,436,720	50,474,112,104
4	Beban Depresiasi dan Amortisasi	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)
5	EBIT	35,066,252,572	35,087,928,017	35,109,603,430	35,131,278,814
6	Interest	-	-	-	-
7	EBT	35,066,252,572	35,087,928,017	35,109,603,430	35,131,278,814
8	Pajak	(3,506,625,257)	(3,508,792,802)	(3,510,960,343)	(3,513,127,881)
9	Earning After Tax	31,559,627,315	31,579,135,215	31,598,643,087	31,618,150,933

No	Komponen	2034	2035	2036	2037
1	Pendapatan Listrik	351,787,541,785	365,292,377,007	379,091,521,770	393,179,381,858
2	Biaya Pokok Penyediaan	(301,291,754,322)	(314,774,914,211)	(328,552,383,665)	(342,618,568,463)
3	EBITDA	50,495,787,462	50,517,462,796	50,539,138,106	50,560,813,395
4	Beban Depresiasi dan Amortisasi	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)	(15,342,833,290)
5	EBIT	35,152,954,172	35,174,629,506	35,196,304,816	35,217,980,105
6	Interest	-	-	-	-
7	EBT	35,152,954,172	35,174,629,506	35,196,304,816	35,217,980,105
8	Pajak	(3,515,295,417)	(3,517,462,951)	(3,519,630,482)	(3,521,798,010)
9	Earning After Tax	31,637,658,755	31,657,166,555	31,676,674,334	31,696,182,094

**Lampiran 9: Arus Kas (Rp,Juta)**

No	PENJELASAN	2016	2017	2018	2019	2020	2021
A	<b>Arus Kas dari Transaksi Operasi:</b>						
1	<b>Penerimaan:</b>						
a	Penerimaan Piutang yg Lalu			-	-	-	-
b	Penerimaan Tahun ini			148,863.35	183,945.49	192,460.89	201,900.37
	<b>Total Penerimaan</b>			<b>148,863.35</b>	<b>183,945.49</b>	<b>192,460.89</b>	<b>201,900.37</b>
2	<b>Pengeluaran:</b>		33,478.27				
a	Fixed Operation & Maintenance Cost			(16,533.84)	(17,168.40)	(17,802.96)	(18,437.52)
b	Fuel Cost			(88,999.35)	(112,716.63)	(120,431.65)	(129,062.92)
c	Variable Operation & Maintenance Cost			(3,183.60)	(3,889.80)	(4,033.94)	(4,185.93)
d	Biaya Bunga			(20,522.68)	(19,150.14)	(17,637.64)	(15,970.90)
e	Pajak Pendapatan			(12.82)	(1,135.03)	(1,288.45)	(1,457.29)
	<b>Total Pengeluaran</b>			<b>(129,252.29)</b>	<b>(154,060.00)</b>	<b>(161,194.65)</b>	<b>(169,114.55)</b>
	<b>Arus Kas Operasi, Surplus/(Defisit)</b>			<b>19,611.06</b>	<b>29,885.48</b>	<b>31,266.24</b>	<b>32,785.82</b>
B	<b>Arus Kas dari Transaksi Investasi:</b>						
	All Investment	(126,837.28)	(201,481.85)		-		-
	<b>Total Arus Kas Trans Investasi</b>	<b>(126,837.28)</b>	<b>(201,481.85)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
C	<b>Arus Kas dari Transaksi Keuangan:</b>						
1	<b>Cash Inflow:</b>						

No	PENJELASAN	2016	2017	2018	2019	2020	2021
a	Setoran Modal Sendiri	40,917.42	70,852.05	-		-	
b	Penerimaan Pinjaman	85,919.87	130,629.80				
	<b>Total cash inflow</b>	<b>126,837.28</b>	<b>201,481.85</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
2	<b>Cash Outflow:</b>						
a	Cicilan Pokok Pinjaman Investasi			(13,459.23)	(14,831.76)	(16,344.26)	(18,011.00)
b	Pembayaran Dividen			-	-	-	-
	<b>Total cash outflow</b>	<b>-</b>		<b>(13,459.23)</b>	<b>(14,831.76)</b>	<b>(16,344.26)</b>	<b>(18,011.00)</b>
	<b>Total Arus Kas Trans Keuangan</b>	<b>126,837.28</b>	<b>201,481.85</b>	<b>(13,459.23)</b>	<b>(14,831.76)</b>	<b>(16,344.26)</b>	<b>(18,011.00)</b>
D	<b>Arus Kas Bersih</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6,151.83</b>	<b>15,053.72</b>	<b>14,921.98</b>	<b>14,774.81</b>
E	<b>Saldo Awal Kas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6,151.83</b>	<b>8,489.58</b>	<b>23,411.56</b>
F	<b>Saldo Akhir Kas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6,151.83</b>	<b>21,205.56</b>	<b>23,411.56</b>	<b>38,186.37</b>

No	PENJELASAN	2022	2023	2024	2025	2026	2027
A	<b>Arus Kas dari Transaksi Operasi:</b>						
1	<b>Penerimaan:</b>						
a	Penerimaan Piutang yg Lalu	-	-	-	-	-	-
b	Penerimaan Tahun ini	212,296	222,326	232,646	243,256	254,155	265,345
	<b>Total Penerimaan</b>	<b>212,296</b>	<b>222,326</b>	<b>232,646</b>	<b>243,256</b>	<b>254,155</b>	<b>265,345</b>
2	<b>Pengeluaran:</b>						
a	Fixed Operation & Maintenance Cost	(19,072)	(19,707)	(20,341)	(20,976)	(21,610)	(22,245)
b	Fuel Cost	(138,643)	(147,865)	(157,377)	(167,178)	(177,270)	(187,651)
c	Variable Operation & Maintenance Cost	(4,345)	(4,497)	(4,649)	(4,801)	(4,953)	(5,105)
d	Biaya Bunga	(14,134)	(12,110)	(9,880)	(7,422)	(4,713)	(1,729)

No	PENJELASAN	2022	2023	2024	2025	2026	2027
e	Pajak Pendapatan	(1,643)	(2,280)	(2,506)	(2,754)	(3,027)	(3,327)
	<b>Total Pengeluaran</b>	<b>(177,838)</b>	<b>(186,460)</b>	<b>(194,753)</b>	<b>(203,131)</b>	<b>(211,573)</b>	<b>(220,056)</b>
	<i>Arus Kas Operasi, Surplus/(Defisit)</i>	<b>34,458</b>	<b>35,867</b>	<b>37,894</b>	<b>40,125</b>	<b>42,582</b>	<b>45,288</b>
B	<b>Arus Kas dari Transaksi Investasi:</b>						
	All Investment		-		-		-
	<i>Total Arus Kas Trans Investasi</i>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
C	<b>Arus Kas dari Transaksi Keuangan:</b>						
1	<i>Cash Inflow:</i>						
a	Setoran Modal Sendiri	-		-		-	
b	Penerimaan Pinjaman						
	<i>Total cash inflow</i>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
2	<i>Cash Outflow:</i>						
a	Cicilan Pokok Pinjaman Investasi	(19,848)	(21,872)	(24,102)	(26,560)	(29,269)	(32,253)
b	Pembayaran Dividen	-	-	-	-	-	-
	<i>Total cash outflow</i>	<b>(19,848)</b>	<b>(21,872)</b>	<b>(24,102)</b>	<b>(26,560)</b>	<b>(29,269)</b>	<b>(32,253)</b>
	<i>Total Arus Kas Trans Keuangan</i>	<b>(19,848)</b>	<b>(21,872)</b>	<b>(24,102)</b>	<b>(26,560)</b>	<b>(29,269)</b>	<b>(32,253)</b>
D	<b>Arus Kas Bersih</b>	<b>14,611</b>	<b>13,995</b>	<b>13,791</b>	<b>13,565</b>	<b>13,314</b>	<b>13,035</b>
E	<b>Saldo Awal Kas</b>	<b>38,186</b>	<b>52,797</b>	<b>66,792</b>	<b>80,584</b>	<b>94,149</b>	<b>107,463</b>
F	<b>Saldo Akhir Kas</b>	<b>52,797</b>	<b>66,792</b>	<b>80,584</b>	<b>94,149</b>	<b>107,463</b>	<b>120,498</b>

No	PENJELASAN	2028	2029	2030	2031	2032	2033
A	<b>Arus Kas dari Transaksi Operasi:</b>						
1	<b>Penerimaan:</b>						
a	Penerimaan Piutang yg Lalu	-	-	-	-	-	-
b	Penerimaan Tahun ini	276,823.76	288,592.76	300,651.59	313,000.26	325,638.77	338,567.12
	<b>Total Penerimaan</b>	<b>276,823.76</b>	<b>288,592.76</b>	<b>300,651.59</b>	<b>313,000.26</b>	<b>325,638.77</b>	<b>338,567.12</b>
2	<b>Pengeluaran:</b>						
a	Fixed Operation & Maintenance Cost	(22,879.37)	(23,513.92)	(24,148.46)	(24,783.00)	(25,417.54)	(26,052.09)
b	Fuel Cost	(198,321.80)	(209,282.68)	(220,533.40)	(232,073.96)	(243,904.36)	(256,024.60)
c	Variable Operation & Maintenance Cost	(5,256.85)	(5,408.75)	(5,560.64)	(5,712.53)	(5,864.43)	(6,016.32)
d	Biaya Bunga	-	-	-	-	-	-
e	Pajak Pendapatan	(3,502.29)	(3,504.46)	(3,506.63)	(3,508.79)	(3,510.96)	(3,513.13)
	<b>Total Pengeluaran</b>	<b>(229,960.32)</b>	<b>(241,709.81)</b>	<b>(253,749.13)</b>	<b>(266,078.29)</b>	<b>(278,697.29)</b>	<b>(291,606.13)</b>
	<b>Arus Kas Operasi, Surplus/(Defisit)</b>	<b>46,863.44</b>	<b>46,882.95</b>	<b>46,902.46</b>	<b>46,921.97</b>	<b>46,941.48</b>	<b>46,960.98</b>
B	<b>Arus Kas dari Transaksi Investasi:</b>						
	All Investment		-		-		-
	<b>Total Arus Kas Trans Investasi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
C	<b>Arus Kas dari Transaksi Keuangan:</b>						
1	<b>Cash Inflow:</b>						
a	Setoran Modal Sendiri	-		-		-	
b	Penerimaan Pinjaman						
	<b>Total cash inflow</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
2	<b>Cash Outflow:</b>						
a	Cicilan Pokok Pinjaman Investasi	-	-	-	-	-	-
b	Pembayaran Dividen	-	-	-	-	-	-



No	PENJELASAN	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	<i>Total cash outflow</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>Total Arus Kas Trans Keuangan</i>	-	-	-	-	-	-
D	<b>Arus Kas Bersih</b>	<b>46,863.44</b>	<b>46,882.95</b>	<b>46,902.46</b>	<b>46,921.97</b>	<b>46,941.48</b>	<b>46,960.98</b>
E	<b>Saldo Awal Kas</b>	120,497.50	<b>167,360.94</b>	214,243.89	<b>261,146.35</b>	308,068.32	<b>355,009.80</b>
F	<b>Saldo Akhir Kas</b>	<b>167,360.94</b>	<b>214,243.89</b>	<b>261,146.35</b>	<b>308,068.32</b>	<b>355,009.80</b>	<b>401,970.78</b>

No	PENJELASAN	2034	2035	2036	2037
A	<b>Arus Kas dari Transaksi Operasi:</b>				
1	<b>Penerimaan:</b>				
a	Penerimaan Piutang yg Lalu	-	-	-	-
b	Penerimaan Tahun ini	351,785.30	365,293.32	379,091.19	393,178.88
	<b>Total Penerimaan</b>	<b>351,785.30</b>	<b>365,293.32</b>	<b>379,091.19</b>	<b>393,178.88</b>
2	<b>Pengeluaran:</b>				
a	Fixed Operation & Maintenance Cost	(26,686.63)	(27,321.17)	(27,955.70)	(28,590.24)
b	Fuel Cost	(268,434.67)	(281,134.59)	(294,124.34)	(307,403.93)
c	Variable Operation & Maintenance Cost	(6,168.22)	(6,320.11)	(6,472.00)	(6,623.90)
d	Biaya Bunga	-	-	-	-
e	Pajak Pendapatan	(3,515.30)	(3,517.46)	(3,519.63)	(3,521.80)
	<b>Total Pengeluaran</b>	<b>(304,804.81)</b>	<b>(318,293.32)</b>	<b>(332,071.68)</b>	<b>(346,139.87)</b>
	<b>Arus Kas Operasi, Surplus/(Defisit)</b>	<b>46,980.49</b>	<b>47,000.00</b>	<b>47,019.51</b>	<b>47,039.02</b>
B	<b>Arus Kas dari Transaksi Investasi:</b>				

No	PENJELASAN	2034	2035	2036	2037
	All Investment		-		-
	<b>Total Arus Kas Trans Investasi</b>	-	-	-	-
C	<b>Arus Kas dari Transaksi Keuangan:</b>				
1	<b>Cash Inflow:</b>				
a	Setoran Modal Sendiri	-		-	
b	Penerimaan Pinjaman				
	<b>Total cash inflow</b>	-	-	-	-
2	<b>Cash Outflow:</b>				
a	Cicilan Pokok Pinjaman Investasi	-	-	-	-
b	Pembayaran Dividen	-	-	-	-
	<b>Total cash outflow</b>	-	-	-	-
	<b>Total Arus Kas Trans Keuangan</b>	-	-	-	-
D	<b>Arus Kas Bersih</b>	<b>46,980.49</b>	<b>47,000.00</b>	<b>47,019.51</b>	<b>47,039.02</b>
E	<b>Saldo Awal Kas</b>	401,970.78	<b>448,951.27</b>	495,951.27	<b>542,970.78</b>
F	<b>Saldo Akhir Kas</b>	<b>448,951.27</b>	<b>495,951.27</b>	<b>542,970.78</b>	<b>590,009.80</b>

**Lampiran 10: Neraca**

DESCRIPTION	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Aset Lancar</b>								
Kas	-	-	6,152	21,206	36,128	50,902	65,513	79,508
<b>Total Current Assets</b>	-	-	6,152	21,206	36,128	50,902	65,513	79,508
<b>Fixed and Other Assets</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Book Value of Fixed and Other Assets	126,837	328,319	308,823	289,153	269,483	249,813	230,142	214,800
<b>TOTAL ASSETS</b>	126,837	328,319	314,975	310,359	305,611	300,715	295,656	294,308
<b>LIABILITIES AND EQUITY</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Current Liabilities	-	-	-	-	-	-	-	-
Account Payable	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Current Liabilities</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Long Term Liabilities</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Bank	85,920	216,550	203,090	188,259	171,914	153,903	134,056	112,184
Others	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Long Term Liabilities</b>	85,920	216,550	203,090	188,259	171,914	153,903	134,056	112,184
<b>Total Liabilities</b>	85,920	216,550	203,090	188,259	171,914	153,903	134,056	112,184
<b>Equity</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Paid Capital	40,917	111,769	111,769	111,769	111,769	111,769	111,769	111,769
Other Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Retained Earning	-	-	-	115	10,331	21,927	35,042	49,830
Current Earning	-	-	115	10,215	11,596	13,116	14,788	20,524
<b>Total Equity</b>	40,917	111,769	111,885	122,100	133,696	146,812	161,600	182,124
<b>TOTAL LIABILITIES AND EQUITY</b>	126,837	328,319	314,975	310,359	305,611	300,715	295,656	294,308
Cek	-	-	-	-	-	-	-	-

DESCRIPTION	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Aset Lancar</b>								
Kas	93,300	106,865	120,179	133,213	180,077	226,960	273,862	320,784
<b>Total Current Assets</b>	93,300	106,865	120,179	133,213	180,077	226,960	273,862	320,784
<b>Fixed and Other Assets</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Book Value of Fixed and Other Assets	199,457	184,114	168,771	153,428	138,085	122,743	107,400	92,057
<b>TOTAL ASSETS</b>	292,756	290,979	288,950	286,642	318,162	349,703	381,262	412,841
<b>LIABILITIES AND EQUITY</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Current Liabilities	-	-	-	-	-	-	-	-
Account Payable	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Current Liabilities</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Long Term Liabilities</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Bank	88,082	61,522	32,253	-	-	-	-	-
Others	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Long Term Liabilities</b>	88,082	61,522	32,253	-	-	-	-	-
<b>Total Liabilities</b>	88,082	61,522	32,253	-	-	-	-	-
<b>Equity</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Paid Capital	111,769	111,769	111,769	111,769	111,769	111,769	111,769	111,769
Other Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Retained Earning	70,354	92,905	117,687	144,927	174,872	206,393	237,933	269,493
Current Earning	22,551	24,782	27,240	29,945	31,521	31,540	31,560	31,579
<b>Total Equity</b>	204,675	229,457	256,696	286,642	318,162	349,703	381,262	412,841
<b>TOTAL LIABILITIES AND EQUITY</b>	292,756	290,979	288,950	286,642	318,162	349,703	381,262	412,841
Cek	-	-	-	-	-	-	-	-

DESCRIPTION	2032	2033	2034	2035	2036	2037
<b>Aset Lancar</b>						
Kas	367,726	414,687	461,667	508,667	555,687	602,726
<b>Total Current Assets</b>	367,726	414,687	461,667	508,667	555,687	602,726
<b>Fixed and Other Assets</b>	-	-	-	-	-	-
Book Value of Fixed and Other Assets	76,714	61,371	46,028	30,686	15,343	(0)
<b>TOTAL ASSETS</b>	444,440	476,058	507,696	539,353	571,030	602,726
<b>LIABILITIES AND EQUITY</b>	-	-	-	-	-	-
Current Liabilities	-	-	-	-	-	-
Account Payable	-	-	-	-	-	-
<b>Total Current Liabilities</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Long Term Liabilities</b>	-	-	-	-	-	-
Bank	-	-	-	-	-	-
Others	-	-	-	-	-	-
<b>Total Long Term Liabilities</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total Liabilities</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Equity</b>	-	-	-	-	-	-
Paid Capital	111,769	111,769	111,769	111,769	111,769	111,769
Other Capital	-	-	-	-	-	-
Retained Earning	301,072	332,670	364,289	395,926	427,583	459,260
Current Earning	31,599	31,618	31,638	31,657	31,677	31,696
<b>Total Equity</b>	444,440	476,058	507,696	539,353	571,030	602,726
<b>TOTAL LIABILITIES AND EQUITY</b>	444,440	476,058	507,696	539,353	571,030	602,726
Cek	-	-	-	-	-	-

**Lampiran 11: Free Cash Flow**

No	DESCRIPTION	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Pendapatan Bersih	-	-	115.35	10,215.25	11,596.01	13,115.59	14,788.14
2	Depresiasi dan amortisasi	-	-	19,670.23	19,670.23	19,670.23	19,670.23	19,670.23
3	Bunga Tidak Kena Pajak	-	-	18,470.41	17,235.13	15,873.88	14,373.81	12,720.77
4	Perubahan kebutuhan modal kerja	-	-	-	-	-	-	-
5	<i>Project Investment Cost</i>	(126,837.28)	(201,481.85)	-	-	-	-	-
6	<i>Total Flow</i>	(126,837.28)	(201,481.85)	38,255.99	47,120.61	47,140.12	47,159.63	47,179.14
7	<i>Discounted Cash Flow</i>	(115,440.02)	(166,899.44)	28,842.17	32,333.21	29,440.02	26,805.70	24,407.11
8	<i>Cumulative Discounted Cash Flow</i>	(115,440.02)	(282,339.47)	(253,497.30)	(221,164.09)	(191,724.07)	(164,918.37)	(140,511.26)

No	DESCRIPTION	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Pendapatan Bersih	20,523.92	22,550.80	24,782.39	27,239.57	29,945.33	31,520.61	31,540.12
2	Depresiasi dan amortisasi	15,342.83	15,342.83	15,342.83	15,342.83	15,342.83	15,342.83	15,342.83
3	Bunga Tidak Kena Pajak	10,899.15	8,891.78	6,679.69	4,242.03	1,555.78	-	-
4	Perubahan kebutuhan modal kerja	-	-	-	-	-	-	-
5	<i>Project Investment Cost</i>	-	-	-	-	-	-	-
6	<i>Total Flow</i>	46,765.90	46,785.41	46,804.92	46,824.43	46,843.94	46,863.44	46,882.95
7	<i>Discounted Cash Flow</i>	22,019.38	20,049.14	18,255.19	16,621.75	15,134.46	13,780.26	12,547.22
8	<i>Cumulative Discounted Cash Flow</i>	(118,491.88)	(98,442.74)	(80,187.56)	(63,565.81)	(48,431.35)	(34,651.09)	(22,103.87)

No	DESCRIPTION	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Pendapatan Bersih	31,559.63	31,579.14	31,598.64	31,618.15	31,637.66	31,657.17	31,676.67	31,696.18
2	Depresiasi dan amortisasi	15,342.83	15,342.83	15,342.83	15,342.83	15,342.83	15,342.83	15,342.83	15,342.83
3	Bunga Tidak Kena Pajak	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Perubahan kebutuhan modal kerja	-	-	-	-	-	-	-	-
5	<i>Project Investment Cost</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
6	<i>Total Flow</i>	46,902.46	46,921.97	46,941.48	46,960.98	46,980.49	47,000.00	47,019.51	47,039.02
7	<i>Discounted Cash Flow</i>	11,424.51	10,402.26	9,471.48	8,623.98	7,852.31	7,149.69	6,509.94	5,927.43
8	<i>Cumulative Discounted Cash Flow</i>	(10,679.35)	(277.09)	9,194.39	17,818.37	25,670.68	32,820.37	39,330.31	45,257.75





## BIOGRAFI PENULIS



Sandi Widyatama lahir di Nganjuk pada tanggal 11 Desember 1995. Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudara pasangan Tukino dan Wiwit Murtinah. Pendidikan formal yang telah ditempuh berawal dari SDN Kebonsari 3 Surabaya, SMP Negeri 22 Surabaya, SMA Negeri 15 Surabaya hingga ke jenjang sarjana di Departemen Teknik Industri Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya pada Tahun 2018.

Selama menjadi mahasiswa penulis aktif dalam kegiatan akademis maupun non akademis. Penulis aktif pada Departemen Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa HMTI ITS dan juga aktif sebagai Pemandu LKMM Fakultas Teknologi Industri ITS. Dalam hal akademik, penulis aktif sebagai asisten laboratorium *Quantitative Modeling and Industrial Policy Analysis*. Penulis juga sempat melakukan magang industri pada PT Telkomsel Surabaya dan PT PJB Surabaya. Untuk informasi lebih lanjut penulis dapat dihubungi melalui email sandiwidyatama95@gmail.com.